



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

# **INCORPORACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

**MAURICIO ANDRÉS RABY HERESI**

Tesis para optar al grado de  
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:  
**SEBASTIÁN RÍOS MARCUELLO**

Santiago de Chile, Agosto 2008  
© 2008, Mauricio Raby



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

# **INCORPORACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

**MAURICIO ANDRÉS RABY HERESI**

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**SEBASTIÁN RÍOS MARCUELLO**

**DAVID WATTS CASIMIS**

**SAMUEL JERARDINO ETCHEVERRY**

**JUAN CARLOS ARANEDA TAPIA**

**JUAN DE DIOS RIVERA**

Para completar las exigencias del grado de  
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Agosto 2008

A mi hermano Nicolás (Q.E.P.D.),  
por su amor y fortaleza.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al concluir la presente investigación, me gustaría agradecer a todas a aquellas personas que me colaboraron y apoyaron en esta labor. En particular, quiero agradecer al Sr. Alex Abumohor quién hizo posible la realización de este trabajo y a la Pontificia Universidad Católica de Chile.

De manera especial, agradezco al Sr. Samuel Jerardino por su muy buena disposición y comentarios muy valiosos y a todo el equipo de KAS Ingeniería.

También quisiera expresar mis agradecimientos a mi profesor supervisor, el Sr. Sebastián Ríos, por su apoyo, confianza y colaboración en la presente investigación y al profesor George Gross por sus excelentes consejos.

Agradezco a todas las personas que me ayudaron con su gran experiencia, en especial a Osvin Martínez y Juan Carlos Araneda.

Finalmente, doy gracias a Karen Pape por su constante apoyo y ayuda durante todo el desarrollo de esta tesis.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
INDICE DE TABLAS .....	xi
RESUMEN.....	xii
ABSTRACT .....	xiii
1 INTRODUCCIÓN.....	1
2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	3
2.1 La Planificación de la Transmisión.....	3
2.1.1 Modelos de Planificación Estática.....	3
2.1.2 Modelos de Planificación Dinámica.....	5
2.2 Integración de Energía Eólica en la Transmisión.....	9
2.3 Modelos de simulación de la operación óptima.....	13
3 EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO .....	15
3.1 El Mercado Eléctrico.....	15
3.2 La Transmisión en Chile .....	17
3.2.1 Sistema de Transmisión Troncal.....	18
3.2.2 Sistema de Subtransmisión .....	19
3.2.3 Sistema de Transmisión Adicional .....	20
4 MARCO TEÓRICO .....	21
4.1 Motivación .....	21
4.2 El negocio de la Transmisión.....	25
4.3 Formulación del Problema de la Operación.....	31
4.3.1 Variables de estado.....	35

4.3.2	Variables de decisión .....	35
4.3.3	Costo de operación inmediato.....	35
4.3.4	Ecuación de transición .....	37
4.4	Simulación de la operación óptima .....	37
5	MODELACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	45
5.1	Caracterización del Recurso Eólico .....	45
5.2	Modelación Probabilística.....	46
5.2.1	Objetivos de la modelación.....	46
5.2.2	Descripción de la modelación.....	46
5.2.3	Variaciones estacionales .....	48
5.2.4	Residuos.....	50
5.3	Potencia de Salida .....	52
5.4	Agregación de generadores eólicos.....	54
6	INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS EN OSE2000 .....	57
6.1	Modelación de Centrales Eólicas .....	57
6.2	Modelación de la Demanda.....	59
6.2.1	Aproximación de una curva por bloques .....	60
6.2.2	Aproximación de la curva de carga .....	61
6.3	Incorporación de las características del recurso eólico .....	67
6.3.1	Variabilidad .....	68
6.3.2	Aleatoriedad.....	68
7	SIMULACIONES Y RESULTADOS.....	69
7.1	Introducción .....	69
7.2	Conexión en Rapel .....	71
7.2.1	Descripción .....	71
7.2.2	Escenario sin expansión de transmisión .....	73
7.2.3	Seccionamiento en Melipilla .....	76
7.2.4	Circuito adicional.....	78
7.2.5	Impacto social.....	79
7.2.6	Efectos de la variabilidad del viento.....	80
7.2.7	Impacto sobre el embalse Rapel .....	81

7.3	Conexión en Puerto Montt .....	84
7.3.1	Descripción .....	84
7.3.2	Situación con plan de obras existente .....	85
7.3.3	Impacto en los embalses y precios de energía en la zona .....	88
7.3.4	Efecto en el plan de obras existente .....	92
7.4	Conexión en Pan de Azúcar .....	95
7.4.1	Descripción .....	95
7.4.2	Situación con plan de obras existente .....	97
7.4.3	Impacto en precios de energía y centrales termoeléctricas .....	99
7.4.4	Efecto en el plan de obras existente .....	101
8	CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS .....	104
	BIBLIOGRAFÍA .....	109
	A N E X O S .....	114
	ANEXO A: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SIC DE REFERENCIA .....	115
	ANEXO B: LA MODELACIÓN DEL OSE2000 .....	118
	B.1 Unidades Generadoras .....	118
	B.1.1 Centrales Térmicas .....	118
	B.1.2 Centrales de Embalse .....	120
	B.1.3 Centrales de Pasada .....	121
	B.1.4 Centrales de Falla .....	122
	B.2 Modelación del Sistema de Transmisión .....	122
	B.3 Modelación de la Demanda .....	124
	B.4 Modelación del horizonte de Planificación .....	124
	ANEXO C: CÓDIGO MATLAB APROXIMACIÓN POR BLOQUES .....	126
	ANEXO D: APLICACIONES DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN .....	128
	D.1 Estudio de Transmisión Troncal .....	128
	D.2 Estudio de Subtransmisión .....	129
	D.3 Fijación de Precios de Nudo, Abril 2007 .....	130

D.4 Planificación de la operación semanal del SIC.....	130
ANEXO E: PARÁMETROS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	132
E.1 Caso Rapel .....	132
E.2 Caso Puerto Montt.....	132
E.3 Caso Pan de Azúcar.....	133

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1-1. Costo de desarrollo de centrales eólicas a lo largo del tiempo.....	2
Figura 3-1. Sistemas eléctricos chilenos .....	16
Figura 3-2. Capacidad instalada en Chile .....	16
Figura 3-3. Matriz Energética del SIC .....	17
Figura 3-4. Clasificación de los sistemas de Transmisión .....	18
Figura 4-1. Capacidad instalada de energía eólica en el mundo .....	21
Figura 4-2. Diagrama de dos nodos interconectados .....	26
Figura 4-3. Costos de generación en ejemplo de dos nodos .....	27
Figura 4-4. Dos nodos independientes .....	27
Figura 4-5. Desacople de mercados debido a la congestión .....	31
Figura 4-6. Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos.....	33
Figura 4-7. Costo inmediato v/s costo futuro en función del agua embalsada .....	33
Figura 4-8. Simulación para el cálculo de la FCF.....	38
Figura 4-9. Definición de los estados del sistema.....	39
Figura 4-10. Estrategia de cálculo en la última etapa .....	39
Figura 4-11. Cálculo de la FCF para la etapa T-1 .....	40
Figura 4-12. Cálculo del costo de operación de T-1 y la FCF para T-2 .....	40
Figura 4-13. Calculo del primer segmento de la FCF.....	42
Figura 4-14. Calculo de la FCF de la etapa T-1 .....	42
Figura 5-1. Espectro de la muestra de datos .....	48
Figura 5-2. Espectro de los datos después de remover la componente principal.....	49
Figura 5-3. Componente determinística de los datos de viento .....	50
Figura 5-4. Residuos después de remover las componentes estacionales.....	50
Figura 5-5. Velocidad real y simulada .....	52
Figura 5-6. Curva de potencia del aerogenerador utilizado .....	53
Figura 5-7. Correlación en la potencia de salida de aerogeneradores.....	55
Figura 5-8. Agregación de 200 aerogeneradores. ....	56

Figura 6-1. Aproximación curva de duración por 9 bloques .....	59
Figura 6-2. Curva de carga real y ordenada por horas .....	62
Figura 6-3. Aproximación de 8 bloques de la curva de carga ordenada. ....	62
Figura 6-4. Patrones de consumo para días tipo del mes de Mayo. ....	63
Figura 6-5. Aproximación de 5 bloques para días de Trabajo y Lunes. ....	64
Figura 6-6. Aproximación de 2 bloques para días Sábado.....	65
Figura 6-7. Aproximación de 2 bloques para días Domingo .....	65
Figura 6-8. Aproximación por 9 bloques para el mes de Mayo.....	66
Figura 7-1. Diagrama unilineal simplificado .....	71
Figura 7-2. Seccionamiento en Melipilla .....	72
Figura 7-3. Circuito adicional en Rapel – Cerro Navia .....	72
Figura 7-4. Flujo por las líneas sin la conexión de parques eólicos para año 2010.....	73
Figura 7-5. Flujos por las líneas con la conexión de parque de 100 MW.....	74
Figura 7-6. Flujos por las líneas con la conexión de parque de 200 MW.....	74
Figura 7-7. Efecto en los precios de la energía al conectar parque de 200 MW.....	75
Figura 7-8. Flujos por los tramos al realizar seccionamiento .....	78
Figura 7-9. Flujos por las líneas con parque de 200 MW y tercer circuito.....	79
Figura 7-10. Comparación de flujos.....	81
Figura 7-11. Impacto en las cotas del embalse Rapel por la conexión de 200 MW .....	82
Figura 7-12. Efecto en el valor del agua embalsada .....	83
Figura 7-13. Diagrama simplificado zona Cautín y Canutillar .....	84
Figura 7-14. Plan de obras en zona existente.....	85
Figura 7-15. Flujos por el tramo Valdivia Cautín sin conexión del parque.....	86
Figura 7-16. Flujo por el tramo Valdivia – Cautín con la conexión del parque. ....	87
Figura 7-17. Flujo por el tramo Puerto Montt – Barro Blanco para el año 2015.....	88
Figura 7-18. Diferencia de costos marginales al conectar parque en año 2009.....	89
Figura 7-19. Impacto en la cota del embalse de Canutillar para el año 2010 .....	89
Figura 7-20. Valor del agua en Canutillar para el año 2010 .....	90
Figura 7-21. Diferencia de costos marginales en Valdivia al conectar parque .....	91

Figura 7-22. Cotas del embalse Laja para los años 2010, 2011 y 2012 .....	92
Figura 7-23. Flujos al aumentar la capacidad del tramo Valdivia – Cautín.....	93
Figura 7-24. Diagrama simplificado de la zona de Pan de Azúcar .....	95
Figura 7-25. Plan de obras inicial en caso Pan de Azúcar .....	96
Figura 7-26. Flujos zona Pan de Azúcar para el año 2009.....	97
Figura 7-27. Flujos por tramo Maitencillo – Pan de Azúcar en el año 2011 .....	98
Figura 7-28. Flujo por el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos para el año 2012 .....	99
Figura 7-29. Reducción de costos marginales en Pan de Azúcar para el año 2010.....	99
Figura 7-30. Costos marginales en Pan de Azúcar .....	100
Figura 7-31. Efecto en los flujos de adelantar el tercer circuito en año 2011.....	101
Figura 7-32. Flujos al adelantar cuarto circuito en 9 meses.....	102
Figura A-1. Diagrama unilineal SIC – Zona Norte.....	115
Figura A-2. Diagrama unilineal SIC – Zona Centro .....	116
Figura A-3. Diagrama unilineal SIC – Zona Sur .....	117
Figura B-1. Modelación de centrales térmicas.....	119
Figura B-2. Modelación de centrales de embalse .....	120
Figura B-3. Modelación de centrales de pasada.....	121
Figura B-4. Modelación de centrales de falla .....	122
Figura B-5. Modelación del sistema de transmisión.....	123

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4-1. Penetración de energía eólica .....	22
Tabla 4-2. Aplicación de Ley N° 20577 para el SIC .....	23
Tabla 4-3. Aplicación de Ley N° 20577 para el SING .....	24
Tabla 4-4. Maldición de la dimensionalidad.....	41
Tabla 5-1. Varianza normalizada del error .....	51
Tabla 6-1. Error cuadrático medio de las diferentes aproximaciones de 8 bloques.....	67
Tabla 6-2. Error cuadrático medio de las aproximaciones seleccionadas.....	67
Tabla 7-1. Diferencial de ingresos por seccionamiento .....	77
Tabla 7-2. Diferencial de ingresos al agregar tercer circuito .....	78
Tabla 7-3. Impacto social del tercer circuito.....	80
Tabla E-1. Valorización tercer circuito Rapel – Cerro Navia.....	132
Tabla E-2. Valorización tercer circuito Valdivia – Cautín .....	132
Tabla E-3. Valorización cuarto circuito Valdivia – Cautín.....	132
Tabla E-4. Valorización nuevo tercer circuito Valdivia – Cautín.....	133
Tabla E-5. Valorización nuevo cuarto circuito Valdivia – Cautín.....	133
Tabla E-6. Valorización tercer circuito Maitencillo – Pan de Azúcar .....	133

## RESUMEN

El principal objetivo de la presente investigación consiste en incorporar la energía eólica en la planificación de la transmisión de sistemas hidrotérmicos en el mediano y largo plazo.

La creciente conexión de grandes parques eólicos en la red hace que sea necesario contar con una modelación adecuada de estas fuentes para reflejar correctamente su efecto en la expansión de la transmisión, en los precios de la energía, en los embalses y en los generadores convencionales

La capacidad de transmisión, al condicionar la operación del sistema, corresponde al elemento clave que determina el balance económico entre la eficiencia operacional de corto plazo y el desarrollo óptimo de la red de mediano y largo plazo.

Por lo tanto, en el presente trabajo se realiza una representación de las centrales eólicas en un modelo de simulación de la operación que utiliza la técnica de Programación Dinámica Dual Estocástica para resolver el problema de optimización. Este modelo es capaz de simular un sistema eléctrico hidrotérmico, con múltiples embalses y múltiples nodos. Los parques eólicos se incluyen a través de nueva modelación del sistema eléctrico que permita reflejar las variaciones horarias del viento (corto plazo) en simulaciones de mediano y largo plazo (10 años) para estudios de planificación de la transmisión.

Esta nueva modelación se aplica al Sistema Interconectado Central de Chile, donde es posible evaluar los efectos de grandes parques en la transmisión de sistemas hidrotérmicos. Se obtienen las inversiones en transmisión, tanto desde el punto de vista privado como social, que son requeridas debido a la conexión del parque eólico, sus efectos en las centrales convencionales y en los embalses y en los precios de la energía. Adicionalmente, se comprueba que la representación adecuada de las variaciones horarias del viento es un elemento decisivo en la toma de decisiones de inversiones en transmisión

Palabras Claves: *Planificación de la transmisión, Sistemas Hidrotérmicos, Energía Eólica, Simulación de la Operación Óptima.*

## ABSTRACT

The main objective of this research is to incorporate wind energy into transmission planning of hydrothermal systems in mid and long term.

The increasing connection of large wind farms in the network makes necessary a proper modeling of these sources, reflecting their impact on the transmission expansion, energy prices, reservoirs and conventional generators.

The transmission capacity, restricting the system operation, is a key element that determines the economic balance between short term operational efficiency and long term optimal development of the network.

Therefore, this work makes a representation of wind parks in a simulation tool, which uses the Stochastic Dual Dynamic Programming technique to solve the optimal operation problem. This model is able to simulate a hydrothermal system operation with multiples reservoirs and buses. Wind parks are incorporated through a new system modeling that permits considering the hourly wind variations (short term) in mid and long term transmission planning horizons.

This new modeling is applied to the Chilean main interconnected system, evaluating the wind park impact on the hydrothermal system. This way, the required investment on transmission is obtained, from the social and private point of view, its effects on conventional generators, reservoirs and energy prices. Additionally, it is demonstrated that adequate representation of wind hourly variations is a decisive factor in the transmission investment decisions.

*Keywords: Transmission Planning, Hydrothermal Systems, Wind Energy, Economic Power System Operation*

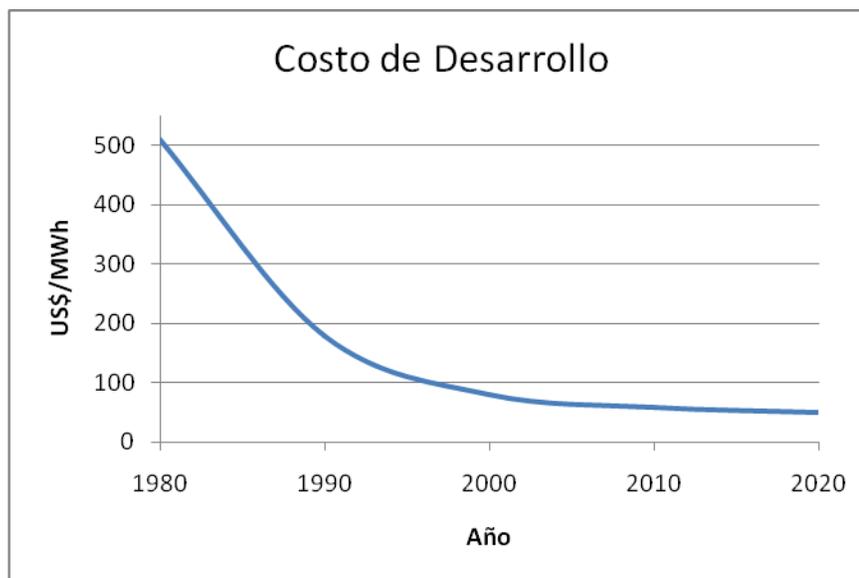
## 1 INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico ha experimentado grandes cambios en las últimas décadas, pasando de un esquema de empresa eléctrica verticalmente integrada, a otro donde se separan los segmentos de generación, transmisión y distribución. Este gran cambio fue liderado por Chile en el año 1982 y se conoce como la descentralización del sector eléctrico, donde la competencia es la base para la toma de decisiones.

La descentralización cambió la forma en que se operan y planifican los sistemas eléctricos, en particular, el sistema de transmisión. Ahora, además de ser el nexo entre generación y demanda, la transmisión debe suministrar un ambiente no discriminatorio y confiable para todos los participantes del mercado eléctrico. Por lo tanto, contar con un sistema de transmisión económicamente adaptado, es clave para lograr la competencia.

Por otra parte, la presencia de embalses y de centrales hidroeléctricas de pasada introduce complejidades adicionales al problema de la planificación de la transmisión. La variabilidad hidrológica hace que los patrones de flujo por las líneas sean inciertos y la presencia de embalses produce un acoplamiento inter-temporal de las decisiones.

En este contexto, nos encontramos con un fuerte desarrollo de la energía eólica, que ha sido motivado principalmente por la disminución del costo de esta tecnología en las últimas décadas (ver Figura 1-1) y el gran interés mundial por mitigar los efectos del calentamiento global



**Figura 1-1.** Costo de desarrollo de centrales eólicas a lo largo del tiempo

*Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2005*

Como consecuencia, se ha producido una sucesiva interconexión de parques eólicos en la red eléctrica, haciendo que éstos comiencen a constituirse como una parte relevante del sistema, y por lo tanto, deban ser considerados en las etapas de planificación del sistema eléctrico (Smith et al., 2007), en particular, en la planificación de la Transmisión en el corto y mediano plazo.

El objetivo del presente trabajo consiste en considerar el efecto de la conexión de grandes parques eólicos sobre un sistema hidrotérmico y sus impactos en el plan de expansión de Transmisión. Encontrar una metodología que considere explícitamente la energía eólica en la planificación de la transmisión, desde una perspectiva de mercado y en el contexto de un sistema hidrotérmico, constituye la principal línea de investigación y desarrollo de este trabajo.

## **2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 La Planificación de la Transmisión**

En la literatura, el problema de la planificación de la transmisión ha sido tratado a partir de modelos de optimización que minimizan las inversiones en transmisión para un conjunto de condiciones de demanda y generación dadas. En este contexto, es importante mencionar que no existe una formulación única, ya que diferentes publicaciones describen distintos modelos y algoritmos de solución, que de acuerdo al tratamiento de los horizontes de tiempo del periodo de planificación, se pueden clasificar en estáticos y dinámicos.

#### **2.1.1 Modelos de Planificación Estática**

La planificación se denomina estática si considera la optimización para un periodo determinado de tiempo (por ejemplo, para un sólo año). En otras palabras, se define un escenario futuro, indicando la generación, demanda y red existente, para optimizar bajo esas condiciones estáticas.

Este tipo de modelos son los más estudiados en la literatura, existiendo un gran número de publicaciones que tratan este tipo de planificación con diferentes planteamientos.

La formulación más utilizada es la que corresponde al problema de planificación tradicional, toma de decisiones centralizada la cual se muestra a continuación (Romero et al., 2002; Fang y Hill, 2003; Silva et al., 2006; Sozer et al., 2006; Alvarez et al., 2006; Gil y da Silva, 2001):

$$\text{Min} \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_k r_k \quad (2.1)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{s}^T \mathbf{f} + \mathbf{g} + \mathbf{r} = \mathbf{d} \quad (2.2)$$

$$f_{ij} - (n_{ij}^0 + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (2.3)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^0) \bar{f}_{ij} \quad (2.4)$$

$$\mathbf{0} \leq \mathbf{g} \leq \bar{\mathbf{g}} \quad (2.5)$$

$$\mathbf{0} \leq \mathbf{r} \leq \mathbf{d} \quad (2.6)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij}, n_{ij} \text{ entero} \quad (2.7)$$

$$\forall i, j \in \Omega, k \in \Gamma$$

Donde:

$c_{ij}$  Costo de agregar un circuito en la rama i-j

$n_{ij}$  Número de circuitos agregados en rama i-j

$n_{ij}^0$  Número de circuitos del caso base

$\alpha_i$  Factor de penalización asociado con la pérdida de carga en la barra i, causado por la falta de capacidad de transmisión.

$r_i$  Pérdida de carga en la barra i.

$\mathbf{s}$	Matriz de incidencia nodo-arco.
$\mathbf{f}$	Vector de flujos de potencia activa a través de las líneas.
$\mathbf{g}$	Vector de potencia activa generada.
$\mathbf{r}$	Vector de las pérdidas de carga.
$\mathbf{d}$	Vector de las demandas
$\theta_i$	Ángulo de voltaje en la barra $i$
$\overline{f_{ij}}$	Flujo máximo por la rama $i$ - $j$
$\overline{\mathbf{g}}$	Vector máximo de capacidad de generación
$\gamma_{ij}$	Susceptancia del circuito
$\overline{n_{ij}}$	Número máximos de circuitos que se pueden agregar a la rama $i$ - $j$
$\Omega$	Conjunto de todos los circuitos candidatos

A partir de estos modelos diseñados para un ambiente de planificación tradicional, algunos autores han incluido los efectos de la descentralización del sector eléctrico. Fang y Hill (2003) mediante restricciones adicionales, representan patrones de flujos más variables, propios de los ambientes competitivos. Por otra parte, Yang y Wen (2005) utilizan simulación Montecarlo y programación estocástica para resolver un modelo de planificación estática, que modela incertidumbre en la capacidad y ubicación de la nueva generación. Finalmente, Buygi et al. (2004) presentan una nueva metodología de planificación estática de la transmisión, desde la perspectiva del mercado, utilizando el perfil de precios y el costo de congestión como variables de decisión.

### 2.1.2 Modelos de Planificación Dinámica

La planificación se dice dinámica si considera múltiples periodos de tiempo, por ejemplo, múltiples años. De esta forma, se obtiene cuando y donde es necesario

realizar una nueva inversión en transmisión, efectuando una optimización conjunta de todos los periodos de la planificación.

Los modelos de este tipo son bastante más complejos que los de la planificación estática debido a que poseen un número mayor de restricciones y variables.

Las formulaciones de los problemas de planificación dinámica son similares a las de la planificación estática, pero agregando la componente temporal en el modelo. Escobar et al. (2004) presentan la formulación que resulta de expandir el modelo estático clásico a múltiples períodos:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left[ \delta_{inv}^t \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij}^t + \delta_{oper}^t \left( \alpha \sum_k r_k^t \right) \right] \quad (2.8)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{B}^t \boldsymbol{\theta}^t + \mathbf{G}^t + \mathbf{g}^t + \mathbf{r}^t = \mathbf{d}^t \quad (2.9)$$

$$\left( n_{ij}^o + \sum_{m=1}^t n_{ij}^m \right) |\theta_i^t - \theta_j^t| \leq \left( n_{ij}^o + \sum_{m=1}^t n_{ij}^m \right) \bar{\phi}_{ij} \quad (2.10)$$

$$\underline{g}_j^t \leq g_j^t \leq \bar{g}_j^t \quad (2.11)$$

$$\mathbf{0} \leq \mathbf{r}^t \leq \mathbf{d}^t \quad (2.12)$$

$$\underline{n}_{ij}^t \leq n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij}^t \quad (2.13)$$

$$\sum_{t=1}^T n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij} \quad (2.14)$$

$$n_{ij}^t \text{ entero}$$

$$t = 1, 2, \dots, T$$

$$\forall i, j \in \Omega, k \in \Gamma$$

Donde:

$\delta_{inv}^t$	Factor de descuento para encontrar el valor presente de inversión
$\delta_{oper}^t$	Factor de descuento para encontrar el valor presente de operación
$c_{ij}$	Costo de agregar un circuito en la rama i-j
$n_{ij}^t$	Número de circuitos agregados en rama i-j en t.
$n_{ij}^0$	Número de circuitos del caso base
$\alpha_i$	Factor de penalización asociado con la pérdida de carga en la barra i, causado por la falta de capacidad de transmisión.
$r_k^t$	Pérdida de carga en la barra k en periodo t.
$\mathbf{B}^t$	Matriz de admitancias nodales de la red inicial y circuitos candidatos
$\mathbf{G}^t$	Vector de nueva generación en t
$\mathbf{g}^t$	Vector de generación existente en t
$\theta^t$	Vector de ángulos de voltaje en las barras
$\bar{\phi}_{ij}$	Máximo ángulo de voltaje entre las barras i-j
$\mathbf{d}^t$	Vector de las demandas
$\bar{\mathbf{g}}$	Vector máximo de capacidad de generación
$\bar{n}_{ij}^t$	Número máximo de circuitos que se pueden agregar a la rama i-j en t
$\underline{n}_{ij}^t$	Número mínimo de circuitos que se pueden agregar a la rama i-j en t

$\overline{g_j^t}$	Generación máxima en la barra j en t
$\underline{g_j^t}$	Generación mínima en la barra j en t
$\Omega$	Conjunto de todos los circuitos candidatos

Además, Escobar et al. (2004) realizan una comparación entre planificación estática y planificación dinámica, donde se utilizó un modelo del sistema brasilero Norte-Noreste de 89 barras para un horizonte de planificación de 10 años dividida en dos periodos de 5 años. En ambos casos se resolvió el modelo utilizando la heurística de Algoritmos Genéticos. Se obtiene como resultado que, realizando una planificación estática, los costos aumentaban en 3.2%. Esta diferencia se debe a que la planificación dinámica realiza una optimización más integral.

Una aplicación práctica de los modelos de planificación dinámica es utilizada por Sanhueza (2002), donde la aleatoriedad hidrológica se incluye mediante la simulación de tres escenarios dados.

Sin embargo, para resolver este tipo de problemas, solamente los procedimientos heurísticos tienen la capacidad de encontrar soluciones de alta calidad en sistemas reales (Escobar et al., 2004; Latorre et al., 2003) y es necesario realizar varias simplificaciones. Una de las formas más sencillas para simplificar el problema dinámico es descomponerlo en varios subproblemas estáticos (Levi y Calovic, 1991).

Finalmente, Latorre et al. (2003), Buygi et al. (2003) y Lee et al. (2006) entregan una completa revisión y clasificación de los principales trabajos en esta línea de investigación.

## 2.2 Integración de Energía Eólica en la Transmisión

En la literatura se encuentran diferentes trabajos, en los cuales se integran las energías renovables al sistema de transmisión.

Una alternativa consiste en determinar el tamaño máximo del parque eólico que admite el sistema en las condiciones actuales, es decir, sin considerar ninguna expansión ni refuerzo de transmisión (Wiik et al., 2002; Zhao et al., 2005). En Wiik et al. (2002) el método utilizado consiste en estudiar el comportamiento del sistema con un parque eólico pequeño, luego realizar un análisis de la máxima capacidad de producción del parque utilizando la distribución Weibull y finalmente, revisar los límites del sistema (ya sea térmico o de estabilidad). Si se estaba dentro de los límites, se aumentaba el tamaño del parque hasta obtener la capacidad máxima. En caso contrario, se reducía el tamaño del parque hasta llegar al punto crítico. Este enfoque presenta la ventaja de ser muy simple pero puede llegar a requerir muchas iteraciones para encontrar el tamaño crítico del parque máximo. Por otra parte, en Zhao et al. (2005) se trabaja con la distribución Weibull para determinar una expresión que entregue el tamaño del parque crítico a partir de las capacidades máximas de la red y del nivel de confianza. Posteriormente, se evalúa esta expresión utilizando factores PTDF (Power Transfer Distribution Factors) con los cuales se determinan los límites térmicos y de estabilidad. El modelo se aplicó a un sistema de 6 barras convergiendo en 4 iteraciones y fue comparado con la metodología presentada en Wiik et al. (2002) para la cual se obtuvieron los mismos resultados en 101 iteraciones. Estas alternativas pueden ser usadas para el análisis de refuerzos de la red existente, ya que identifica los cuellos de botella y los diferentes esquemas de refuerzos pueden ser evaluados fácilmente.

Otro enfoque para integrar la energía eólica es el presentado por Sveca y Söder (2003), el cual consiste en construir una nueva línea sólo si la cantidad de energía eólica que no se pudo transmitir por limitaciones del sistema de transmisión, es suficiente para solventar los costos de la inversión. Para esto, es necesario calcular los excedentes de energía eólica por sobre la capacidad de transmisión, que se comparan con los costos de inversión de la expansión. Sin embargo, resulta muy difícil que estos excedentes por sí solos alcancen a cubrir el costo de la inversión, ya que al ser un recurso muy variable, esto sólo ocurre en una porción pequeña de tiempo. Sveca y Söder (2003) aplican esta metodología en el sistema de transmisión donde se simula un excedente del 11.6% de energía eólica obteniéndose como resultado no realizar la inversión de expansión.

Billinton y Wangdee (2007) proponen una metodología para encontrar el refuerzo óptimo de un sistema con un parque eólico asociado. Para esto, define once alternativas posibles de expansión, las evalúa y las compara utilizando el costo total del sistema (costo de inversión, operación, mantenimiento y falla), donde el menor costo total representa la alternativa óptima. En este caso, el parque eólico se consideró fijo en un lugar y se determinó el refuerzo de transmisión asociado. Sin embargo, el mismo criterio se puede extender para determinar el lugar óptimo para conectar el parque eólico. De esta forma, al instalar el parque se podría beneficiar el sistema, lo que se traduciría en un incentivo para la instalación de fuentes renovables. No obstante, para aplicar esta metodología se resuelve el problema por enumeración y sin considerar los efectos producidos sobre el mercado eléctrico.

Por otra parte, a partir de los modelos de planificación estática también es posible incluir la energía eólica. En Yang y Wen (2005) se utiliza programación estocástica (*chance constrained*) para resolver un modelo que consideraba incertidumbre tanto en la demanda como en generación (lugar de instalación y capacidad). El modelo utilizado es mostrado a continuación.

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n C_j L_j s_j \quad (2.15)$$

Sujeto a:

$$P_r \{ P_l \leq P_{l\max} \} \geq \alpha \quad (2.16)$$

$$\mathbf{B}\theta = \mathbf{P} \quad (2.17)$$

$$\mathbf{P}_G \leq \mathbf{P}_{G\max} \quad (2.18)$$

Donde:

- S** Vector solución de dimensión  $n$ .
- $n$  Número de líneas candidatas.
- $s_j$  Elemento del vector **S** que vale 1 si la línea candidata  $j$  es construida y 0 si no.
- $C_j$  Costo de inversión y construcción por unidad de largo de la línea candidata  $j$ .
- P<sub>l</sub>** Vector de potencias activa por las líneas.
- P<sub>lmax</sub>** Capacidad de transmisión por las líneas.
- $\alpha$  Nivel de confianza especificado
- B** Matriz de susceptancias de la red
- $\theta$  Vector de ángulos de fase de los voltajes
- P** Vector de inyecciones de potencia nodal neta
- P<sub>G</sub>** Vector de generaciones
- P<sub>gmax</sub>** Vector de generaciones máximas.

Para resolver el problema se utiliza la heurística de Algoritmos Genéticos y simulación Montecarlo. La incertidumbre se incluye a través de la restricción (2.16), donde  $P_i$  depende de la demanda y de la generación. Las variaciones en la demanda son modeladas por una distribución normal mientras que para la generación, se define la probabilidad de instalación en el nodo  $i$  y su capacidad mediante una distribución uniforme. La restricción (2.16) se verifica utilizando simulación Montecarlo, donde define un número de simulaciones y se evalúa el número de veces que se cumple la restricción comparándolo con su nivel de confianza  $\alpha$ . A partir de esta formulación, es posible incorporar las energías renovables como una incertidumbre adicional a las ya modeladas en forma análoga. De esta forma, se incluiría una nueva variable que represente la generación de energía eólica la cual debe considerar las incertidumbres asociadas a este tipo de generación.

Un enfoque distinto a los anteriores corresponde al uso de PLF (Probabilistic Load Flow), que permite modelar los consumos y la generación mediante distribuciones de probabilidad, entregando las funciones de densidad de probabilidad de los flujos por las líneas. En este contexto, la integración de energías renovables se hace en forma natural ya que se representan como generadores con una distribución de probabilidad dada, por ejemplo, Weibull en el caso del viento. Buygi et al. (2004) presentan una metodología de planificación de la transmisión desde la perspectiva del mercado, basada en PLF y en donde se podría integrar las fuentes renovables en la etapa del cálculo del PLF. Puede resultar una buena alternativa, sin embargo requiere reunir una gran cantidad de información de todo el sistema para conformar todas las distribuciones de probabilidad, tanto de la demanda como de la generación.

Alternativamente, es posible definir diferentes escenarios para distintos niveles de generación de energía eólica con niveles de producción fijos, que son directamente simulados para estudiar el comportamiento del sistema en cada uno de los casos (Hamilton et al., 2004). Luego, se le asigna algún grado de importancia a cada escenario, cual es más probable por ejemplo, para encontrar el plan de expansión de transmisión. La técnica de escenarios es muy usada para tratar los problemas de incertidumbre en la expansión del sistema de transmisión. Lee et al. (2004) realizan una revisión a los principales trabajos en esta línea de investigación.

Por último y desde el punto de vista operacional, existe la posibilidad de operar una central eólica en conjunto con centrales que cuenten con capacidad de almacenamiento (Matevosyan, 2004). Este esquema de operación es bastante atractivo ya que las variaciones del viento son absorbidas por el embalse y así, disminuye la variabilidad de la generación.

### **2.3 Modelos de simulación de la operación óptima**

Como se discutió en la sección 2.1, la planificación de la transmisión es un problema bastante complejo, donde es necesario realizar muchos supuestos y simplificaciones para poder resolver el problema. En particular, los modelos presentados no modelan las centrales hidroeléctricas de embalses ni tampoco la aleatoriedad hidrológica, factores fundamentales a la hora de estudiar sistemas con una fuerte componente de generación hidráulica, como el caso de Chile o Brasil.

Además, la presente investigación tiene por objetivo evaluar los impactos de la energía eólica en un sistema eléctrico real y su planificación, en particular, en el Sistema Interconectado Central de Chile. Por lo tanto, además de la aleatoriedad hidrológica y los embalses, es necesario considerar los efectos en el mercado y una optimización en múltiples periodos (planificación dinámica).

Por lo tanto, en este contexto resulta más adecuado utilizar los modelos de simulación de la operación óptima para los estudios de la planificación de la transmisión de sistemas hidrotérmicos (Drayton et al., 2004). Esto debido a que al simular el sistema es posible realizar una modelación en más detalle y a partir de la operación poder determinar las expansiones que son requeridas, pues la capacidad de transmisión determina el balance económico entre la operación de corto plazo y las inversiones en transmisión (Araneda, 2002). Sin embargo, se requiere realizar múltiples iteraciones para ir evaluando la operación del sistema al realizar las expansiones en transmisión.

Finalmente, y a raíz de lo señalado anteriormente, en la presente investigación se incorporará la energía eólica en los modelos de simulación de la operación óptima y de esta forma determinar su impacto en la planificación de la transmisión y operación de un sistema hidrotérmico real.

### **3 EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO**

#### **3.1 El Mercado Eléctrico**

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico, controlados en su totalidad por capitales privados.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile, quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Por otra parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) es responsable por la fiscalización del sector eléctrico y es el intérprete de la normativa eléctrica.

En el mercado eléctrico chileno participan un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, localizadas territorialmente en cuatro sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 71% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Eléctrico de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,4% de la capacidad; y el Sistema de Eléctrico de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,6% de la capacidad instalada en el país (ver Figura 3-2).

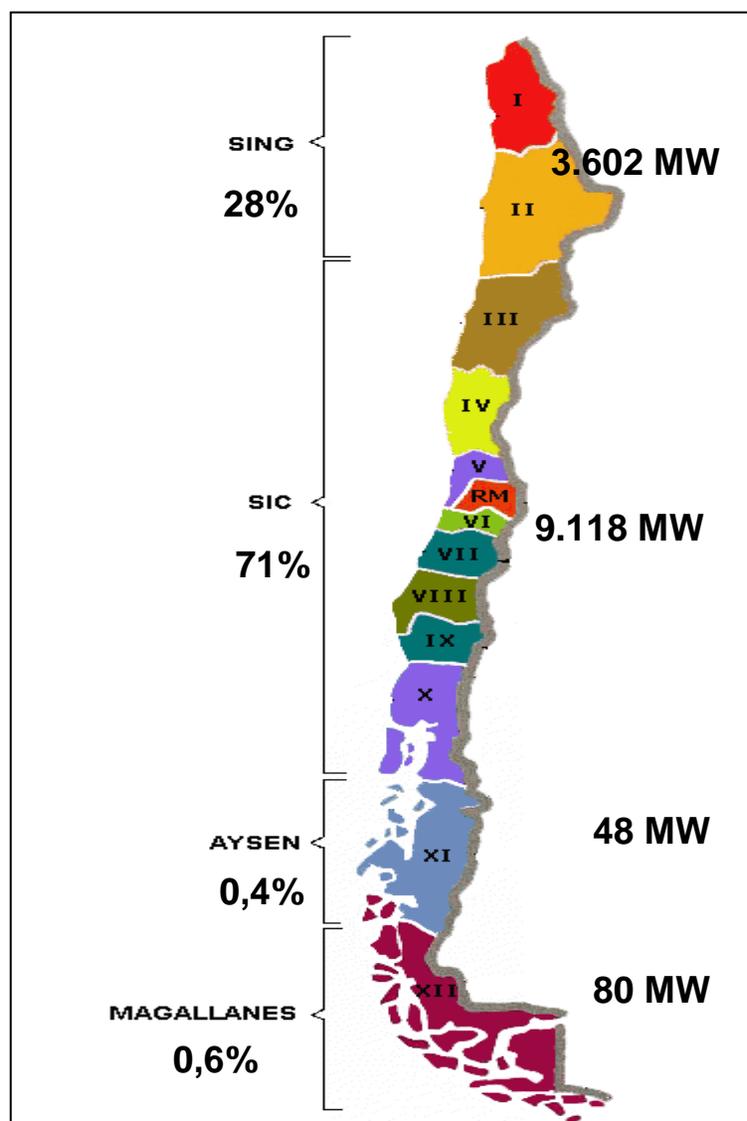
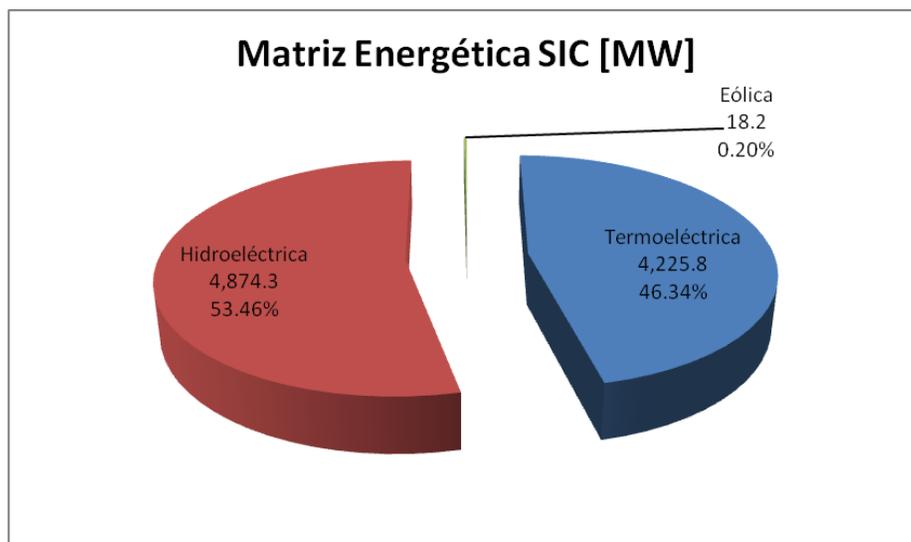


Figura 3-2. Capacidad instalada en Chile

Fuente: CNE, Diciembre 2007

El SIC corresponde al principal sistema del país abasteciendo a más del 90% de la población. Se caracteriza por ser un sistema con una fuerte componente hidrológica por lo cual está sujeto a la aleatoriedad de dicha fuente. La composición de su matriz energética es mostrada en la Figura 3-3.



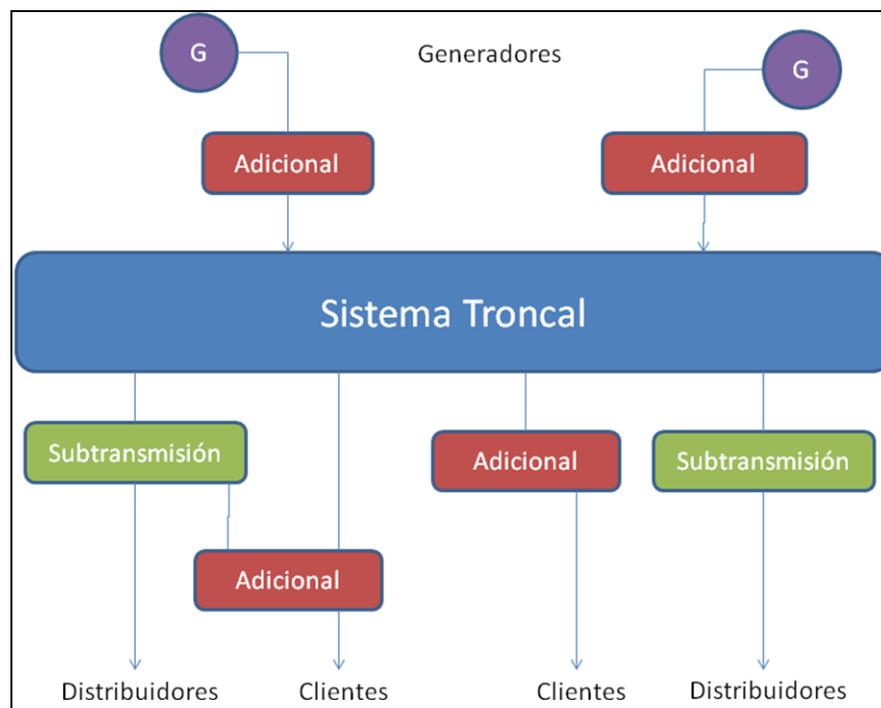
**Figura 3-3.** Matriz Energética del SIC

*Fuente: CNE, Diciembre 2007*

### 3.2 La Transmisión en Chile

El sistema de transmisión en Chile está constituido por el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas en un nivel de tensión sobre 23 kV, que permite conectar los centros de generación con los centros de consumo, y cuya operación es coordinada en cada sistema eléctrico (excepto en Aysén y Magallanes) por el respectivo Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

La ley 19.940 o también conocida como Ley Corta I, regula el sector de la transmisión de energía eléctrica en Chile, separándolo en 3 segmentos: sistema troncal, sistema de subtransmisión y sistema adicional según es mostrado en la Figura 3-4.



**Figura 3-4.** Clasificación de los sistemas de Transmisión

Como vemos en la Figura 3-4 el sistema troncal corresponde a la gran red interconectada, mientras que la subtransmisión se asocia para el consumo de clientes regulados y el sistema adicional para la inyección de centrales o retiros de grandes clientes específicos.

### 3.2.1 Sistema de Transmisión Troncal

El sistema de Transmisión Troncal se define como el conjunto de instalaciones que presentan tramos con flujos bidireccionales relevantes, los cuales no son determinados por un número pequeño de consumidores. Presentan un nivel de tensión igual o mayor a 220 kV.

La Ley establece que cada cuatro años se realizará un Estudio de Transmisión Troncal (ETT) para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos.

Este estudio es un proceso abierto, en donde participan todos los agentes del mercado y es realizado, bajo la dirección de la CNE, por un consultor externo asignado mediante licitación internacional.

Los principales objetivos del ETT son valorizar las instalaciones existentes y recomendar los proyectos de expansión de la red con su fecha de puesta en marcha. El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en las distintas alternativas de expansión, para los siguientes cuatro años.

Anualmente, el operador del sistema (CDEC), analizará la consistencia de las instalaciones recomendadas y emitirá una propuesta a la CNE, quien determinará las obras que deben realizarse en el siguiente periodo para posibilitar el abastecimiento e la demanda. Éstas se clasifican en ampliaciones y obras nuevas. Las obras nuevas son ofrecidas mediante licitaciones internacionales, mientras que las ampliaciones son asignadas a los correspondientes dueños de las instalaciones quienes a su vez, deberán licitar la obra de ampliación en cuestión.

De esta forma, la planificación de la Transmisión en Chile responde a un esquema de planificación centralizado, donde se busca maximizar el óptimo social. Sin embargo, las señales del mercado se rescatan mediante el proceso colaborativo del ETT y a través del esquema de licitaciones públicas internacionales para las nuevas inversiones.

### **3.2.2 Sistema de Subtransmisión**

El sistema de Subtransmisión corresponde a las instalaciones que están dispuestas para el uso exclusivo de grupos de consumidores finales territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

En forma análoga al sistema de transmisión troncal, la Ley establece que cada cuatro años se deberá realizar un estudio de subtransmisión. Este estudio deberá calcular el valor anual de dichos sistemas (que determina su remuneración), el cual se basa en las instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un periodo de 4 a 10 años, minimizando el costo actualizado de inversión, operación y falla.

### **3.2.3 Sistema de Transmisión Adicional**

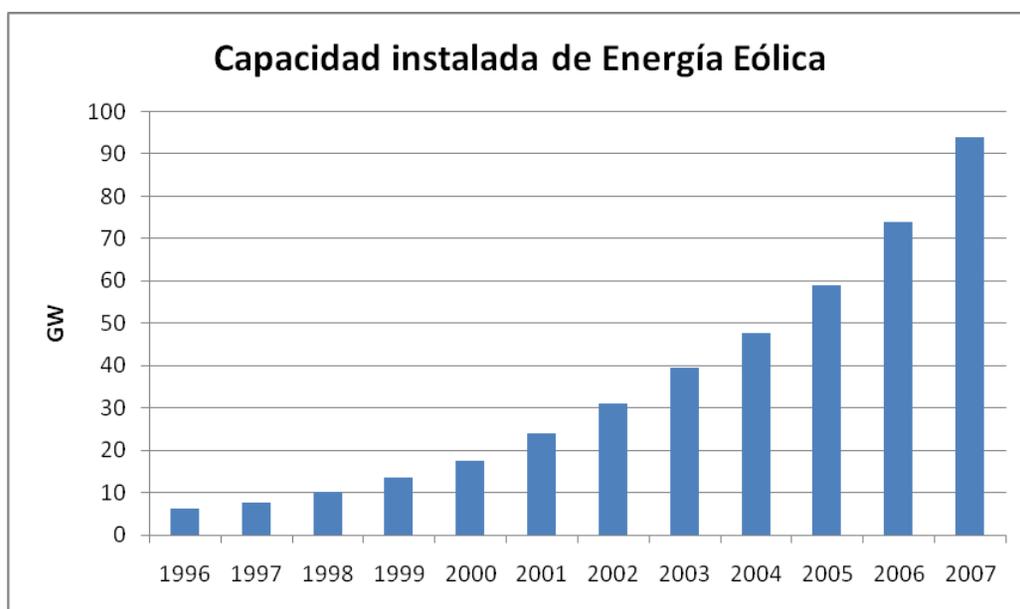
El sistema de transmisión adicional está formado por instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica de usuarios no sometidos a regulación de precios y por aquellas cuyo objetivo principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

Los sistemas adicionales se rigen por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje por el uso de estos sistemas se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual y más los costos proyectados de operación, mantenimiento y administración.

## 4 MARCO TEÓRICO

### 4.1 Motivación

En el último tiempo, las energías renovables no convencionales, en particular la energía eólica, ha alcanzado un enorme desarrollo alrededor del mundo. En la Figura 4-1 podemos apreciar el fuerte crecimiento sostenido de capacidad instalada en el mundo.



**Figura 4-1.** Capacidad instalada de energía eólica en el mundo

*Fuente: Global Wind Energy Council, 2007*

En algunos países como Alemania o España la penetración de energía eólica, en cuanto a capacidad instalada, ha superado el 20%, tal como es mostrado en la Tabla 4-1.

**Tabla 4-1.** Penetración de energía eólica

País	Demanda	Capacidad	Penetración
	Máxima [GW]	Instalada de Viento [GW]	
USA	760	9.5	1.25%
Dinamarca (Sistema Oeste)	4	2.4	60.00%
Alemania	81	18.5	22.84%
España	41	10	24.39%
California	45	2.3	5.11%
Texas	60	2	3.33%

*Fuente: National Grid US, 2005*

La creciente motivación por el uso de energía eólica ha producido que algunos países realicen incentivos legales para fomentar el uso de este tipo de fuentes, lo explica el nivel tan alto de penetración en algunos países. Por ejemplo, en Alemania se exige un precio mínimo para cada tipo de ERNC (“Ley de Energías Renovables vigente en Alemania”, 2000), con la obligación de la empresa distribuidora de energía más cercana a aceptar y remunerar dichas condiciones. Sin embargo, esta exigencia regulatoria que fomenta el uso de fuentes renovables, se traduce finalmente en un aumento de costo para los usuarios finales del orden de 10 -20 US\$/MWh según la misma fuente.

Chile por su parte, está tendiendo a incentivos similares. La Ley Corta plantea la exención total o parcial del pago de peajes a las centrales de ERNC cuando presentan una capacidad instalada inferior a 9 MW ó 20 MW respectivamente. Además, el 1 de Abril del 2008 fue publicada la Ley N° 20.577 que promueve en forma más directa el uso de energías renovables, exigiendo que el 5% de la energía vendida por un generador provenga de fuentes renovables no convencionales a

partir del año 2010. Adicionalmente, entre el 2015 y 2024 la exigencia aumenta en 0.5% anualmente hasta llegar a un total de 10%.

En la Tabla 4-2 y Tabla 4-3 se muestra el impacto de esta Ley para el SIC y el SING respectivamente. En ambos casos se utilizaron las demandas informadas por el CDEC para los valores históricos y la proyección de la CNE publicada en la fijación de precios de nudo de Abril del 2007. La capacidad instalada de ERNC fue calculada considerando un factor de planta de 35%.

La segunda parte de la tabla indica el periodo real de aplicación de la Ley

**Tabla 4-2.** Aplicación de Ley N° 20577 para el SIC

<b>Año</b>	<b>Demanda SIC [GWh]</b>	<b>Porcentaje de ERNC</b>	<b>Energía ERNC [GWh]</b>	<b>Capacidad Instalada [MW]</b>	<b>Aumento anual de ERNC [MW]</b>
<b>2002</b>	30,330	5.0%	1,517	495	-
<b>2003</b>	32,076	5.0%	1,604	523	28
<b>2004</b>	34,602	5.0%	1,730	564	41
<b>2005</b>	35,895	5.0%	1,795	585	21
<b>2006</b>	38,226	5.0%	1,911	623	38
<b>2007</b>	40,724	5.0%	2,036	664	41
<b>2008</b>	43,477	5.0%	2,174	709	45
<b>2009</b>	46,521	5.0%	2,326	759	50
<b>2010</b>	49,684	5.0%	2,484	810	52
<b>2011</b>	53,063	5.0%	2,653	865	55
<b>2012</b>	56,618	5.0%	2,831	923	58
<b>2013</b>	60,354	5.0%	3,018	984	61
<b>2014</b>	64,276	5.0%	3,214	1,048	64
<b>2015</b>	68,455	5.5%	3,765	1,228	180
<b>2016</b>	72,904	6.0%	4,374	1,427	199
<b>2017</b>	77,643	6.5%	5,047	1,646	219
<b>2018</b>	82,690	7.0%	5,788	1,888	242
<b>2019</b>	88,065	7.5%	6,605	2,154	266
<b>2020</b>	93,789	8.0%	7,503	2,447	293
<b>2021</b>	99,886	8.5%	8,490	2,769	322
<b>2022</b>	106,378	9.0%	9,574	3,123	353
<b>2023</b>	113,293	9.5%	10,763	3,510	388
<b>2024</b>	120,657	10.0%	12,066	3,935	425

Tabla 4-3. Aplicación de Ley N° 20577 para el SING

<b>Año</b>	<b>Demanda SING [GWh]</b>	<b>Porcentaje de ERNC</b>	<b>Energía ERNC [GWh]</b>	<b>Capacidad Instalada [MW]</b>	<b>Aumento anual de ERNC [MW]</b>
<b>2002</b>	9,482	5.0%	474	155	-
<b>2003</b>	10,480	5.0%	524	171	16
<b>2004</b>	11,240	5.0%	562	183	12
<b>2005</b>	11,560	5.0%	578	189	5
<b>2006</b>	10,939	5.0%	547	178	-10
<b>2007</b>	12,674	5.0%	634	207	28
<b>2008</b>	13,772	5.0%	689	225	18
<b>2009</b>	14,592	5.0%	730	238	13
<b>2010</b>	15,378	5.0%	769	251	13
<b>2011</b>	16,246	5.0%	812	265	14
<b>2012</b>	17,079	5.0%	854	279	14
<b>2013</b>	17,954	5.0%	898	293	14
<b>2014</b>	18,804	5.0%	940	307	14
<b>2015</b>	19,699	5.5%	1,083	353	47
<b>2016</b>	20,643	6.0%	1,239	404	51
<b>2017</b>	21,638	6.5%	1,406	459	55
<b>2018</b>	22,681	7.0%	1,588	518	59
<b>2019</b>	23,775	7.5%	1,783	582	64
<b>2020</b>	24,921	8.0%	1,994	650	69
<b>2021</b>	26,122	8.5%	2,220	724	74
<b>2022</b>	27,381	9.0%	2,464	804	80
<b>2023</b>	28,701	9.5%	2,727	889	86
<b>2024</b>	30,085	10.0%	3,008	981	92

Además, se establece que esta exigencia puede ser cumplida en cualquiera de los dos sistemas, independientemente de si la empresa generadora opera en el SIC, en el SING o en ambos. De esta forma, por ejemplo, si ocurre una disminución de la demanda como en el año 2006 (ver Tabla 4-3), se puede utilizar esta diferencia para cumplir la exigencia en el otro sistema.

## 4.2 El negocio de la Transmisión

Producto de la descentralización, la transmisión dejó de ser sólo un nexo entre la generación y el consumo y pasó a ser un elemento clave en la competitividad del sector eléctrico. Las principales características del negocio de la transmisión son:

- **Vínculo entre generación y consumo:** la transmisión transporta la energía desde donde se ubica el recurso energético hasta los centros de consumo
- **Entrega economías de alcance:** la interconexión de diferentes tecnologías de generación permite minimizar los costos de producción de energía.
- **Proporciona seguridad de suministro:** la conexión de múltiples unidades de generación a la red de transmisión proporciona seguridad de suministro a los consumidores pues se minimiza el impacto de las fallas de las centrales
- **Facilita la competitividad del sector eléctrico:** la transmisión hace posible la competencia en el sector eléctrico pues permite la interconexión de diferentes generadores al sistema

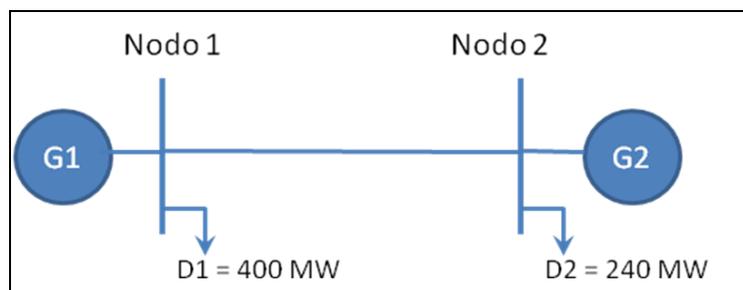
Sin embargo, el sistema de transmisión es una restricción desde el punto de vista del mercado. Si bien es un elemento extendido a lo largo de extensas zonas geográficas, posee una capacidad limitada lo que afecta el libre transporte de energía a los consumidores.

Una red de transmisión débil, con alto grado de congestión, se traduce en altos costos de operación en el corto plazo. Lo anterior es provocado por la necesidad de despachar generadores más caros ya que la demanda no se puede suministrar por centrales más baratas debido a que las restricciones de transmisión no lo permiten. En esta situación se crean precios de mercados locales (se desacopla económicamente el sistema).

En caso contrario, si se tiene una red con una gran capacidad de transmisión el costo de operación será bajo, pero requería un alto nivel de inversión. Por lo tanto, existe un trade off entre el costo de operación del sistema (corto plazo) y el costo de inversión de transmisión (Araneda, 2002).

La capacidad de transmisión es el elemento clave que determina el balance económico entre la eficiencia operacional de corto plazo (hasta 5 años) y el desarrollo óptimo de la red de largo plazo (10 ó 15 años).

Lo anterior es posible reflejarlo a través del siguiente ejemplo. Consideremos el sistema de dos nodos mostrado en la Figura 4-2

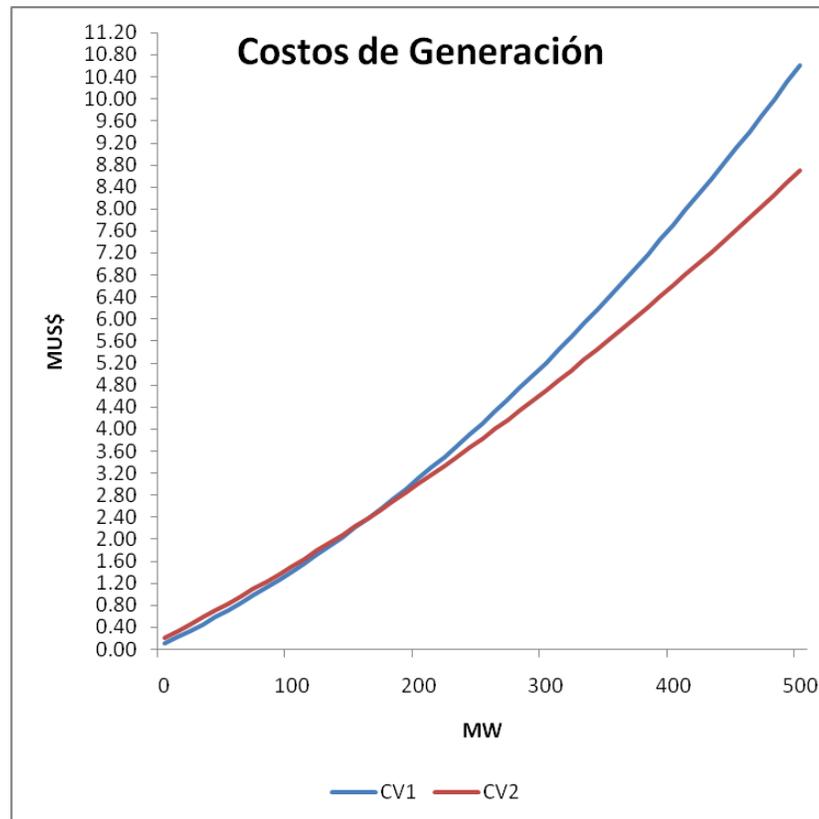


**Figura 4-2.** Diagrama de dos nodos interconectados

Supongamos que las centrales generadoras tienen funciones de costos variables (CV) cuadráticos según lo mostrado a continuación:

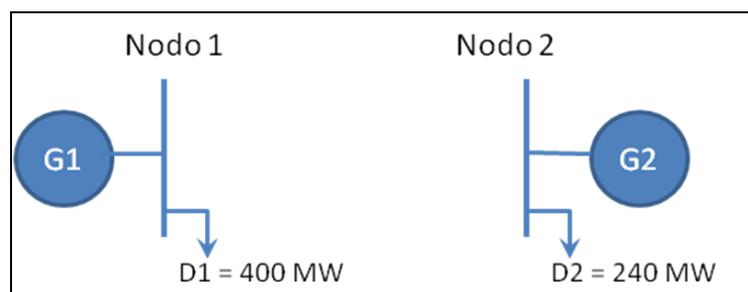
$$\begin{aligned} CV_1(P_1) &= 100 + 11 \cdot P_1 + 0.02 \cdot P_1^2 \text{ [US\$]} \\ CV_2(P_2) &= 200 + 12 \cdot P_2 + 0.01 \cdot P_2^2 \text{ [US\$]} \end{aligned} \quad (4.1)$$

Las curvas de costos de los generadores se muestran en la Figura 4-3. Vemos que para potencias bajas el generador 1 resulta más económico, pero para potencias superiores a los 162 MW el generador 2 es más conveniente.



**Figura 4-3.** Costos de generación en ejemplo de dos nodos

Estudiemos que ocurre si la línea no existe, es decir, estamos frente a dos sistemas aislados como se muestra en la Figura 4-4.



**Figura 4-4.** Dos nodos independientes

En estas condiciones, el costo marginal en el nodo 1 es de 27 US\$/MWh y en el nodo 2 es de 16.8 US\$/MWh. El costo de operación es de 11,36 mil dólares por hora.

Luego, si conectamos ambos nodos por una línea de transmisión ideal (sin pérdidas y sin límite de capacidad) se tendrá que optimizar la operación del sistema.

El problema a resolver es el siguiente:

$$\text{Min } CV_1(P_1) + CV_2(P_2) \quad (4.2)$$

Sujeto a:

$$P_1 + P_2 = D_1 + D_2 \quad (4.3)$$

Resolvemos el problema utilizando la función Lagrangeana:

$$L = CV_1(P_1) + CV_2(P_2) + \lambda \cdot [D_1 + D_2 - P_1 - P_2] \quad (4.4)$$

Luego, las condiciones de optimalidad son:

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{\partial CV_1}{\partial P_1} - \lambda = 0 \quad (4.5)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{\partial CV_2}{\partial P_2} - \lambda = 0 \quad (4.6)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = D_1 + D_2 - P_1 - P_2 = 0 \quad (4.7)$$

Resolviendo el sistema dado por las ecuaciones (4.5), (4.6) y (4.7) obtenemos:

$$\begin{aligned} P_1 &= 230 \text{ [MW]} \\ P_2 &= 410 \text{ [MW]} \\ \lambda &= 22.04 \text{ [US\$/MWh]} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Luego, el nodo 2 es excedentario de energía, pues genera 410 y tiene una demanda de 240 lo que indica que el flujo a través de la línea es de  $F = 170 \text{ MW}$

El valor de  $\lambda$  representa el costo marginal del sistema el cual es menor en el nodo 1 y mayor en el nodo 2 con respecto al caso sin línea de transmisión. En estas condiciones el costo de operación del conjunto es de 10.49 mil dólares por hora, es decir, cerca de un 8% inferior que en el caso sin línea de transmisión.

Por lo tanto, al realizar una inversión en transmisión (conectar los dos nodos en este ejemplo), se reduce el costo de operación del sistema evidenciando el trade off entre estos dos elementos.

Ahora, veamos cual es el efecto producido por la congestión en un sistema de transmisión. Para ello, supongamos que la línea que une ambos nodo ahora no es ideal y tiene una capacidad máxima de  $F_{\max} = 80 \text{ MW}$ .

En este caso, el problema de la operación óptima del sistema es:

$$\text{Min } CV_1(P_1) + CV_2(P_2) \quad (4.9)$$

Sujeto a:

$$P_1 + P_2 = D_1 + D_2 \quad (4.10)$$

$$F = P_2 - D_2 \leq F_{\max} \quad (4.11)$$

A partir de lo analizado anteriormente, la transferencia por la línea era de 170 MW, por lo que la restricción (4.11) esta activa (se satisface en igualdad) por lo que existe congestión en el sistema.

La función Lagrangeana es:

$$L = CV_1(P_1) + CV_2(P_2) + \lambda \cdot [D_1 + D_2 - (P_1 + P_2)] + \mu \cdot [(P_2 - D_2) - F_{\max}] \quad (4.12)$$

Las condiciones de optimalidad en este caso son:

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{\partial CV_1}{\partial P_1} - \lambda = 0 \quad (4.13)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{\partial CV_2}{\partial P_2} - \lambda + \mu \cdot P_2 = 0 \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = D_1 + D_2 - P_1 - P_2 = 0 \quad (4.15)$$

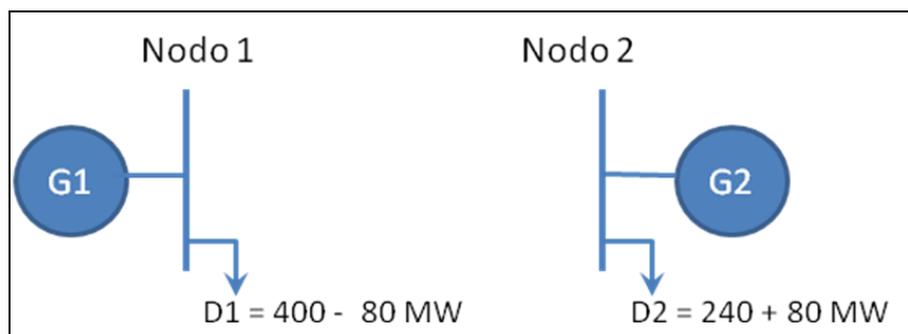
$$\frac{\partial L}{\partial \mu} = T \max - (P_2 - D_2) = 0 \quad (4.16)$$

Luego, resolviendo el sistema de ecuaciones dado por (4.13), (4.14), (4.15) y (4.16) se obtiene que:

$$\begin{aligned} P_1 &= 320 \text{ [MW]} \\ P_2 &= 320 \text{ [MW]} \\ \lambda &= 23.8 \text{ [US\$/MWh]} \end{aligned} \quad (4.17)$$

El costo de operación del sistema es de 10,73 mil dólares por hora, es decir, mayor que en el caso de la línea ideal pero menor que sin línea de transmisión. Sin embargo, los costos marginales en ambos nodos son distintos debido a la congestión producida. El costo en el nodo 1 es de 23.8 US\$/MWh mientras que en el nodo 2 es de 18.4 US\$/MWh.

La congestión en la línea desacopla los mercados de ambos nodos, por lo que este caso, se puede representar equivalentemente como los dos nodos independientes iniciales pero con las demandas alteradas en la transferencia de energía, es decir, por 80 MW según lo mostrado en la Figura 4-5.



**Figura 4-5.** Desacople de mercados debido a la congestión

Como pudimos observar en este ejemplo, existen las señales económicas para que el sistema de transmisión “recoja” recursos de generación de bajo costo. Esto debido a que la nueva generación logra una disminución de los costos de operación del sistema y así, un mayor beneficio social.

Finalmente, la simulación de la operación óptima de un sistema eléctrico nos permite evaluar y encontrar las expansiones eficientes en la transmisión en horizontes de tiempo que pueden alcanzar los 10 ó 15.

### 4.3 Formulación del Problema de la Operación

Como se mostró anteriormente, para determinar la inversión óptima en capacidad de transmisión, es necesario realizar simulaciones de la operación óptima del sistema de tal forma de poder evaluar el trade off entre costo de operación e inversión en transmisión. En otras palabras, responder a la pregunta de cuánto se encarece la operación del sistema por no contar con una red de expansión adaptada.

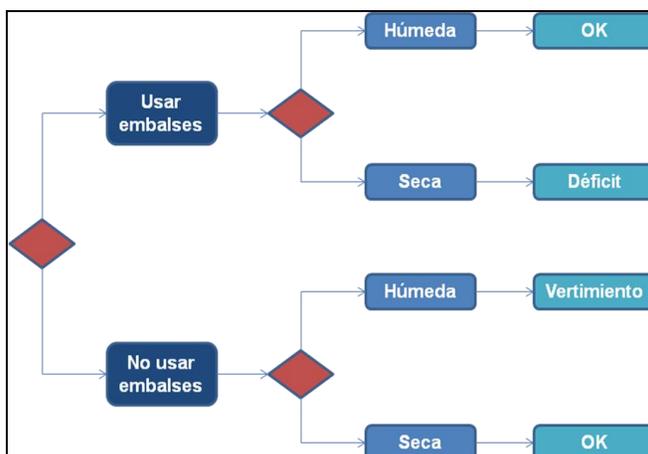
La simulación de la operación debe modelar adecuadamente la red de transmisión y las centrales hidroeléctricas, es decir, debe ser una simulación multinodal y multiembalse, que a la vez incluya la aleatoriedad hidrológica. En Chile, se han utilizado programas de simulación uninodales y monoembalses, como el modelo GOL<sup>1</sup> o el OMSIC<sup>2</sup> que representan sólo el comportamiento de un embalse. Sin embargo, al ser uninodales no modelan la red de transmisión, por lo que no resultan adecuados para estudios de planificación de la transmisión. Luego, si consideramos la red de transmisión completa, se hace necesario también, modelar múltiples embalses distribuidos a lo largo de la red.

La disponibilidad de limitadas cantidades de energía hidráulica en forma de agua embalsada hace que el problema de la operación óptima sea bastante complejo, pues crea un acoplamiento entre las decisiones de una etapa dada y las decisiones en etapas futuras. En otras palabras, si utilizamos toda el agua embalsada en una etapa, es posible que sea necesario utilizar generación térmica muy cara en etapas futuras. Por el contrario, si mantenemos los niveles de los embalses altos, usando una mayor generación térmica en el presente, es posible que se deba verter agua embalsada en el futuro, lo que significa una pérdida de energía y como consecuencia, mayores costos de operación (Pereira et al., 1998) tal como vemos en la Figura 4-6.

---

<sup>1</sup> Gestión Óptima del Laja

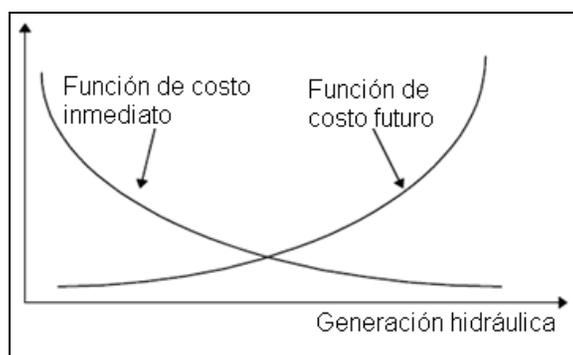
<sup>2</sup> Operación Mensual del SIC



**Figura 4-6.** Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos

En este esquema clásico, la incorporación de grandes parques eólicos agregará una nueva componente de incertidumbre, donde la generación eólica puede ser vista como una especie de modulación de la demanda. De esta forma, por ejemplo, si se utilizan los embalses y ocurre una hidrología seca, el “déficit” puede ser aminorado por un aumento de la generación eólica.

A diferencia de las plantas térmicas, que tienen un costo directo de operación (costo inmediato), la generación hidráulica tiene un costo de oportunidad indirecto, asociado a los ahorros por desplazamiento de generación térmica hoy o en el futuro (costo futuro). De esta forma, en un sistema hidrotérmico, se quiere minimizar la suma de los costos futuros y los costos inmediatos (Torres, 2006):



**Figura 4-7.** Costo inmediato v/s costo futuro en función del agua embalsada

La función de costo inmediato (FCI) se refiere al costo de generación térmica en la etapa  $t$ . Cuando el almacenamiento aumenta, menos agua está disponible para la producción de energía en la etapa actual y por lo tanto, se necesita una mayor generación térmica aumentando el costo inmediato. Por otra parte, la función de costo futuro (FCF) está asociada con la generación térmica esperada desde la etapa  $t + 1$  hasta el final del horizonte de estudio.

Matemáticamente, el problema de la operación puede ser formulado como una recursión de programación dinámica estocástica, en donde se divide un problema complejo en varios subproblemas más simples (Pereira y Pinto, 1989):

$$\alpha_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left\{ \text{Min}_{U_t} [ C_t(U_t) + \beta \alpha_{t+1}(X_{t+1}) ] \right\} \quad (4.18)$$

Sujeto a:

$$X_{t+1} = F_t(X_t, A_t, U_t) \quad (4.19)$$

$$R_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0 \quad (4.20)$$

$$S_t(U_t) \geq 0 \quad (4.21)$$

Para todo  $t = T, T-1, \dots, 1$ ; para todo  $X_t$

Donde:

$t$ : índice de las etapas (T horizonte de planificación)

$X_t$ : vector de estado al comienzo de la etapa  $t$

$\alpha_t(X_t)$ : valor esperado del costo de operación a partir del estado  $X_t$

$\alpha_{t+1}(X_{t+1})$ : función de costo futuro

$A_t|X_t$ : distribución de probabilidad del vector afluente  $A_t$  condicionado al estado  $X_t$

$E\{ \}$ : valor esperado

- $U_t$ : vector de decisión para la etapa t  
 $C_t(\cdot)$ : costo inmediato asociado a la decisión  $U_t$   
 $\beta$ : factor de descuento

La ecuación (4.19) corresponde a la ecuación de transición de estado, la (4.20) representa las restricciones en el vector de estado mientras que la (4.21) incluye las restricciones en el vector de decisión.

#### 4.3.1 Variables de estado

El estado del sistema para la etapa t,  $X_t$ , representa toda la información que pueda afectar el costo de operación futuro. En sistemas hidrotérmicos se deben incluir el nivel de los embalses y la información relativa a las tendencias hidrológicas del sistema, por ejemplo, los afluentes durante las etapas previas.

#### 4.3.2 Variables de decisión

Las variables de decisión  $U_t$  comprenden el volumen generado  $Q_t$  y el volumen vertido  $V_t$ .

#### 4.3.3 Costo de operación inmediato

El costo de operación inmediato asociado al vector de decisión  $U_t$  viene dado por el costo de generación térmica requerido para complementar el suministro de energía<sup>3</sup> (Gorenstin et al., 1991):

$$C_t(U_t) = \text{Min} \sum_{k \in K} \sum_{j \in T_k} C_j(G_{ij}) \quad (4.22)$$

---

<sup>3</sup> Las penalizaciones por energía no suministrada son representadas como plantas térmicas “dummies”

Sujeto a:

$$\sum_{i \in H_k} \rho_i Q_{ti} + \sum_{j \in T_k} G_{tj} + \sum_{l \in \Omega_k} F_{tkl} = D_{tk} \quad (4.23)$$

para todo  $k \in K$

$$F_{tkl} = \gamma_{kl} (\theta_{tk} - \theta_{tl}) \quad (4.24)$$

para todo  $k \in K$ ; para todo  $l \in \Omega_k$

$$G_t \leq \bar{G} \quad (4.25)$$

$$|F_t| \leq \bar{F} \quad (4.26)$$

Donde:

- k: índice de las barras del sistema (K es el conjunto de barras)
- j: índice de las centrales térmicas (Tk es el conjunto de centrales térmicas en barra k)
- i: índice de centrales hidráulicas (Hk es el conjunto de centrales hidráulicas en barra k)
- $G_{tj}$ : generación térmica de la unidad j en la etapa t
- $C_j$ : función de costo de generación de la central j
- $\rho_i$ : coeficiente de producción de la unidad i.
- $D_{tk}$ : demanda en barra k en etapa t
- $\bar{G}$ : vector de capacidades de generación térmicas
- $F_{tkl}$ : flujo de potencia activa en circuito k-l en etapa t
- $\bar{F}$ : vector de límites de flujos por las líneas
- $\Omega_k$ : conjunto de barras directamente conectadas a la barra k
- $\theta_{tk}$ : ángulo de voltaje en la barra k en etapa t
- $\gamma_{kl}$ : susceptancia del circuito k-l

Este problema corresponde al flujo de potencia óptimo lineal, en donde la generación hidráulica es fija. Las ecuaciones (4.23) y (4.24) corresponden a la primera y segunda ley de Kirchoff, respectivamente

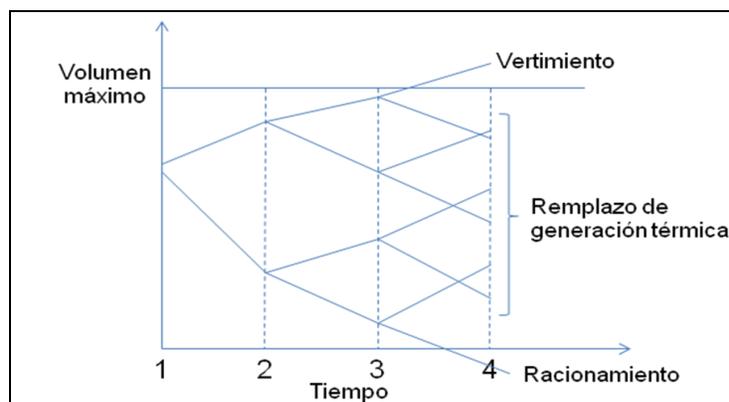
#### **4.3.4 Ecuación de transición**

La ecuación de transición entre una etapa y otra corresponde a la del balance de agua en los embalses

### **4.4 Simulación de la operación óptima**

La FCF es calculada mediante simulaciones de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores iniciales de almacenamiento. El horizonte de simulación depende de la capacidad de almacenamiento del sistema. Si la capacidad es relativamente pequeña como en España o Noruega, el impacto de la decisión desaparece en algunos meses, por el contrario, si la capacidad de almacenamiento es importante, como en Brasil o en Chile, este efecto puede alcanzar aproximadamente 5 ó 3 años respectivamente.

La simulación se hace más compleja cuando consideramos la incertidumbre de los afluentes, los cuales varían en forma estacional, regional e interanual. Además, la predicción de los afluentes es generalmente imprecisa, en especial cuando éstos provienen de las lluvias y no de deshielos. Como consecuencia, la FCF se calcula en bases probabilísticas, es decir, utilizando un gran número de escenarios hidrológicos, como es mostrado en la Figura 4-8.



**Figura 4-8.** Simulación para el cálculo de la FCF

Además, como no es posible tener perfectas predicciones de los afluentes hidrológicos, el problema es esencialmente estocástico, por lo tanto, la existencia de varios embalses interconectados y la necesidad de optimización en múltiples periodos caracterizan al problema como de gran escala.

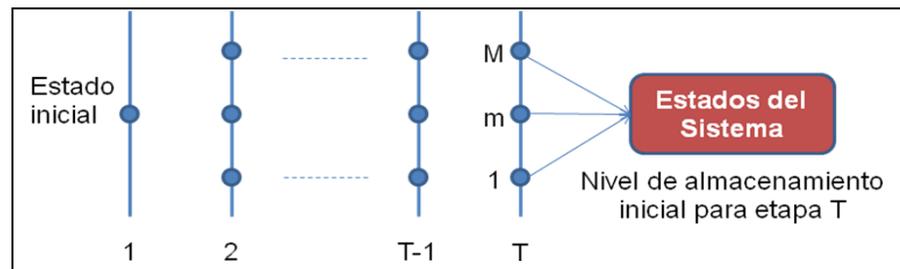
Para resolver este complejo problema se utilizan modelos de simulación de la operación óptima de sistema hidrotérmicos, como el modelo GOL, OMSIC, SDDP<sup>4</sup>, PLP<sup>5</sup> u Ose2000. El objetivo principal de estos modelos consiste en determinar una estrategia de operación, la cual, para cada etapa del horizonte de simulación y dados los estados del sistema, entrega los niveles de producción de las unidades generadoras que minimicen los costos de operación y falla para los diferentes escenarios hidrológicos considerados. Además, se obtienen los flujos por la red de transmisión y los costos marginales en todos los nudos del sistema, la operación de los embalses, el nivel de sus cotas, el valor del agua embalsada y su capacidad de regulación.

<sup>4</sup> Stochastic Dual Dynamic Programming

<sup>5</sup> Programación de Largo Plazo

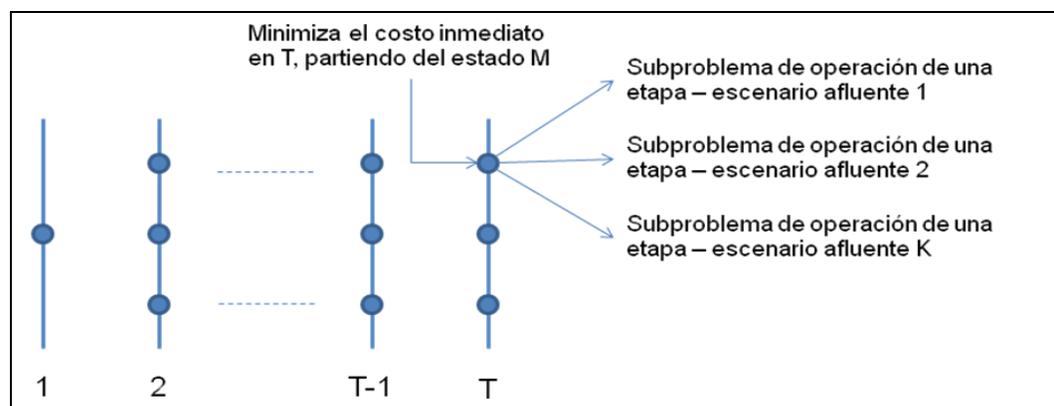
Tradicionalmente, el problema para encontrar la FCF ha sido resuelto utilizando programación dinámica estocástica (PDE) según el siguiente procedimiento (Pereira et al., 1998):

1. Para cada etapa  $t$  ( $t = 1 \dots T$ ) definir un conjunto de estados del sistema. Se asume que el estado inicial (los niveles de almacenamiento al principio de la primera etapa) son conocidos



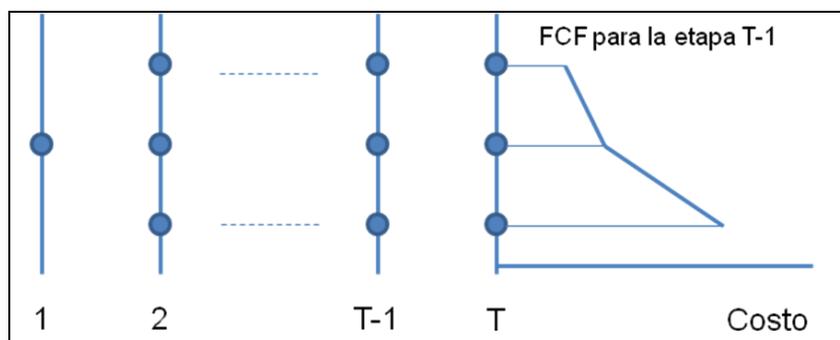
**Figura 4-9.** Definición de los estados del sistema

2. Comenzar con la última etapa,  $T$ , y resolver el problema de despacho hidrotérmico de una etapa. Como estamos en la etapa final, se asume que la función de costo futuro es cero. También, debido a la incertidumbre de los afluentes, el problema de despacho es resuelto sucesivamente para  $K$  diferentes escenarios de afluentes.



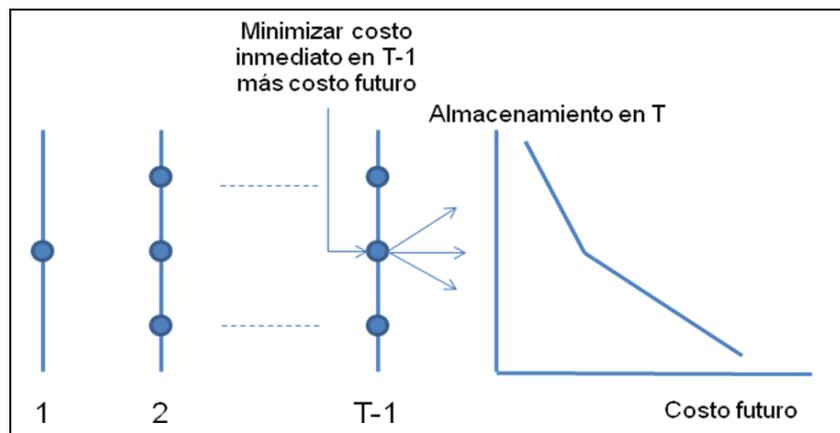
**Figura 4-10.** Estrategia de cálculo en la última etapa

3. Calcular el valor esperado de operación asociado a ese estado como el promedio de los  $K$ -subproblemas (asumiendo que son equiprobables). Este corresponderá al primer punto de la función de costo futuro para la etapa  $T-1$ . Luego, se repite el procedimiento para los estados restantes de la etapa  $T$  y se interpolan los costos entre estados, para finalmente encontrar la FCF para la etapa  $T-1$ :



**Figura 4-11.** Cálculo de la FCF para la etapa  $T-1$

4. El proceso se repite para todos los periodos,  $T-1$ ,  $T-2$ , etc. Notemos que el objetivo ahora es minimizar el costo inmediato de operación en la etapa  $T-1$  más el costo futuro dado por la FCF previamente calculada.



**Figura 4-12.** Cálculo del costo de operación de  $T-1$  y la FCF para  $T-2$

La implementación del esquema de PDE es bastante directa y ha sido usada por muchos años en Chile por el modelo Gol y el modelo OMSIC. Sin embargo, como se mostró previamente, la recursión de la PDE requiere de la enumeración de todas las combinaciones de almacenamiento inicial y afluentes previos. Como consecuencia, el esfuerzo computacional crece exponencialmente con el número de embalses modelados (Pereira y Pinto, 2001). Este fenómeno se conoce como la “maldición de la dimensionalidad”. Por ejemplo, si los niveles de cada embalse y los afluentes han sido discretizados en 20 valores, el número de combinaciones es de  $(20 \times 20)^{NE}$ , donde NE corresponde al número de embalses.

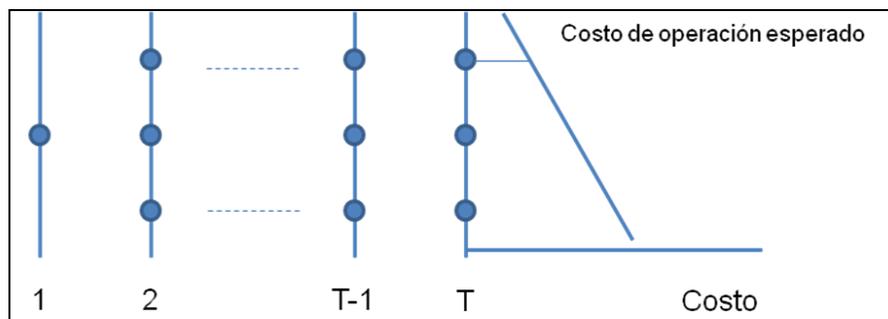
**Tabla 4-4.** Maldición de la dimensionalidad

Número de Embalses	Número de Estados
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160 \text{ mil}$
3	$20^6 = 64 \text{ millones}$
4	$20^8 = 25 \text{ mil millones}$
5	$20^{10} = 10 \text{ billones}$

Debido a esto, en los modelos GOL y OMSIC ha sido necesario utilizar aproximaciones para reducir la dimensionalidad del problema, tales como la agregación de los embalses para formar uno equivalente o una modelación simplificada de la red de transmisión.

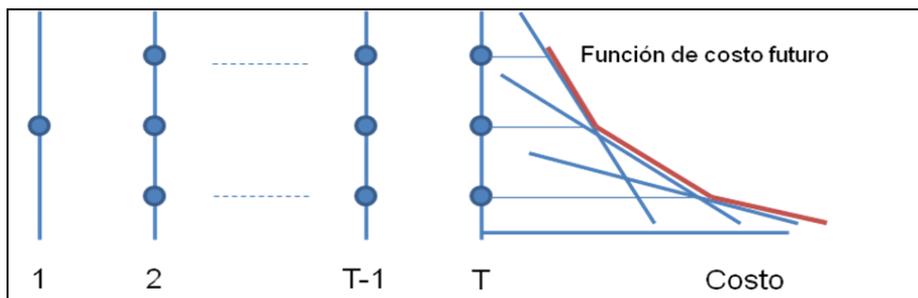
Por lo tanto, se hace necesario contar con una metodología de solución que no necesite realizar una discretización de los estados y por ende, alivie los requerimientos computacionales de la recursión de la PDE. Es así como surge el enfoque de la Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE), utilizado por el modelo SDDP desarrollado por PSR Inc. en Brasil y por el PLP y el Ose2000 desarrollado por Colbún S.A. y KAS Ingeniería en Chile respectivamente.

El esquema de PDDE se basa en que la FCF puede ser representada como una función lineal por tramos, es decir, no se requiere realizar una interpolación ni tampoco una enumeración completa. Además, la pendiente de la FCF alrededor de un punto dado puede ser obtenida analíticamente del problema de despacho de una etapa como la derivada del costo de operación con respecto al almacenamiento.



**Figura 4-13.** Cálculo del primer segmento de la FCF

A continuación, se muestran las pendientes de la FCF para cada estado en la etapa T. Vemos en la Figura 4-14 que la FCF corresponde a la envoltura convexa.



**Figura 4-14.** Cálculo de la FCF de la etapa T-1

Además de la representación analítica de la FCF, la PDDE utiliza un esquema iterativo de simulación/optimización para seleccionar sólo los estados relevantes para la decisión. Como consecuencia, resulta posible resolver el problema para un gran número de embalses con un menor esfuerzo computacional.

En resumen, y a raíz de lo explicado anteriormente, es necesario utilizar un software de simulación de la operación óptima (como el Ose2000) para estudios de la planificación de la transmisión (mediano y largo plazo) en sistemas hidrotérmicos ya que:

- Permiten evaluar el trade off entre el costo de operación del sistema (corto plazo) y el costo de inversión en transmisión (mediano y largo plazo)
- Modela la aleatoriedad hidrológica considerando más de 40 afluentes.
- Modela el acoplamiento temporal de las decisiones que producen los embalses.
- Utiliza PDDE la cual es más eficiente que la PDE y permite resolver problemas más complejos con un menor esfuerzo computacional. Esto se traduce en la posibilidad de modelar en detalle los diferentes embalses y la red de transmisión en detalle, permitiendo modelar más de 200 barras.

Además, los modelos de simulación de la operación óptima son bastante utilizados en Chile para planificar la operación y la expansión del sistema, en particular, son usados en todos los estudios tarifarios y de expansión de la red. Asimismo, corresponden a una herramienta general y flexible, pues permiten al usuario definir los parámetros de la simulación, tales como el tamaño del sistema, su configuración o los horizontes de planificación. En el Anexo D, se muestran ejemplos reales en los cuales se han aplicados los modelos de simulación como una forma de ilustrar las potencialidades y complejidades de estas herramientas computacionales.

Sin embargo, estos modelos no incluyen una representación de las ERNC y en forma particular, de la más desarrollada de estas tecnologías: la energía eólica. Por lo tanto, para incluir estas fuentes en la planificación de la transmisión, es necesario modelar este recurso de manera especial en un programa de simulación de la operación óptima.

En los capítulos siguientes se desarrollará una metodología para incorporar explícitamente grandes parques de energía eólica en los modelos de simulación de la operación óptima, utilizando el programa Ose2000 (KAS Ingeniería, 2007). En primer lugar, es necesario contar con datos de velocidad de viento que sirvan de entrada al modelo Ose2000 y que cubran todo el horizonte de planificación. Para ello, en el Capítulo 5, se aplicará un modelo de simulación probabilística capaz de generar sintéticas de viento en horizontes de tiempo de 10 años, rescatando las propiedades típicas de un lugar a partir de mediciones históricas. Posteriormente, en el Capítulo 6 se realizará una representación de las variaciones horarias del viento capaz de incorporar la variabilidad y aleatoriedad de este recurso en el Ose2000. Finalmente, en el Capítulo 7 se evalúa el efecto de corto plazo producido por la conexión de grandes parques eólicos en un sistema real y se compara con las decisiones de largo plazo de inversión en transmisión, es decir, se evalúa el *trade off* producido entre los costos de operación y los costos inversión en la red.

## 5 MODELACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

### 5.1 Caracterización del Recurso Eólico

El viento es un recurso intrínsecamente variable y sus cambios se pueden clasificar de la siguiente forma (Manwell et al., 2002):

- Variaciones inter-anales: son variaciones de la velocidad del viento en periodos superiores a un año. Pueden tener un gran efecto en la producción de energía eólica en el largo plazo. Estimar la variabilidad inter-anual del viento, es casi tan importante como determinar la velocidad media en un lugar determinado.
- Variaciones anuales: Importantes cambios en las velocidades del viento mensuales o por estaciones, ocurren en la mayor parte del mundo. El comportamiento de las variaciones mensuales no queda definido con un solo año de datos de viento, por lo tanto se recomienda tomar como mínimo mediciones durante dos años.
- Variaciones diarias: Grandes variaciones en la velocidad del viento también pueden ocurrir en una escala diaria. Este tipo de cambios en la velocidad se debe a las diferencias de temperatura de la superficie terrestre durante el ciclo diario de radiación. Una variación diaria típica es un aumento de la velocidad del viento en el día y una disminución durante la noche. Sin embargo, es posible lograr una buena estimación de las variaciones diarias sólo con un año de medición.
- Corto plazo: Las variaciones de la velocidad del viento en el corto plazo se deben a turbulencias y ráfagas. Éstas generalmente se refieren a variaciones en intervalos de 10 minutos o menos.

## 5.2 Modelación Probabilística

### 5.2.1 Objetivos de la modelación

El principal objetivo de realizar una modelación probabilística del recurso eólico es contar con series sintéticas de viento capaces de reproducir los patrones estacionales típicos de una zona determinada en el largo plazo. En particular, interesa simular datos horarios de velocidad de viento en horizontes de tiempo de hasta 10 años de tal forma de poder representar la variabilidad de este recurso en el modelo Ose2000.

Para realizar esto, se aplicará el modelo probabilístico de simulación de viento desarrollado por Kennedy y Rogers (2003), el cual fue diseñado para la simulación de energía eólica en el largo plazo y que está en concordancia con los planteamientos de los modelos de esta tesis.

### 5.2.2 Descripción de la modelación

El método desarrollado por Kennedy y Rogers (2003) considera que la velocidad del viento está compuesta por dos componentes, una estacional y una aleatoria ( $s(t)$  y  $R(t)$  respectivamente):

$$V(t) = s(t) + R(t) \quad (5.1)$$

El procedimiento de simulación consiste de 4 pasos básicos:

- 1) Determinar las variaciones estacionales
- 2) Remover la estacionalidad y encontrar la componente determinística
- 3) Normalización de la varianza de la velocidad
- 4) Modelar los residuos

Sin embargo, para aplicar esta metodología, es necesario contar con datos históricos de velocidad de viento de tal forma de obtener su comportamiento característico en una determinada zona.

Las velocidades de viento históricas fueron tomadas desde una base de datos de acceso público de la CNE (CERE – UMAG, 2005). Esta información ha sido recolectada desde estaciones de monitoreo ambiental y no son necesariamente datos tomados para la explotación del recurso eólico.

Los datos elegidos para aplicar la modelación probabilística se encontraban medidos a una altura de 24 metros y correspondían a una zona costera de la VIII región. Sin embargo, el generador eólico considerado en este estudio (Vestas, 2002) opera a 60 metros de altura. En general, a mayor altura la velocidad del viento es mayor debido a que disminuye el roce con la superficie terrestre.

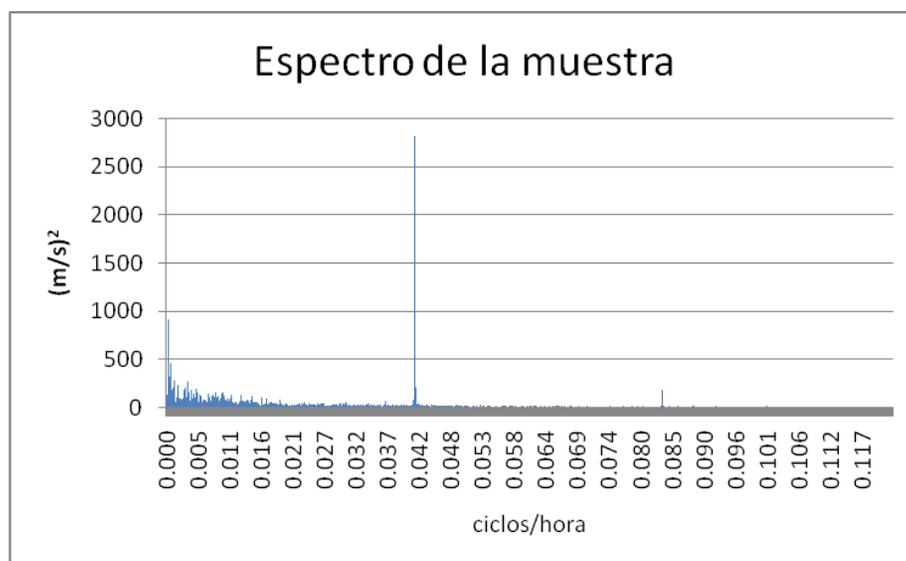
Para llevar los datos de viento de 24 a 60 metros se utilizó la expresión (5.2) presentada en CERE – UMAG (2005). Sin embargo, esta fórmula asume que la superficie del suelo no es ni caliente ni fría comparada con la temperatura del aire (estabilidad atmosférica).

$$V_z = V_{ref} \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_0}\right)} \quad (5.2)$$

Donde,  $V_z$  corresponde a la velocidad a una altura  $z$ ,  $V_{ref}$  corresponde a la velocidad a la altura de referencia (en este caso  $Z_{ref} = 24$  metros y  $Z = 60$  metros) y  $Z_0$  corresponde a la rugosidad del terreno expresada en metros, que fue tomada desde la misma base datos de la CNE. El valor de  $Z_0$  utilizado fue de 0.3183 metros. Estos datos de viento se utilizarán para todos los casos de estudio.

### 5.2.3 Variaciones estacionales

Las variaciones estacionales se determinaron analizando el espectro de la muestra de datos, la cual consistía en mediciones horarias de viento durante los años 2000 y 2003.



**Figura 5-1.** Espectro de la muestra de datos

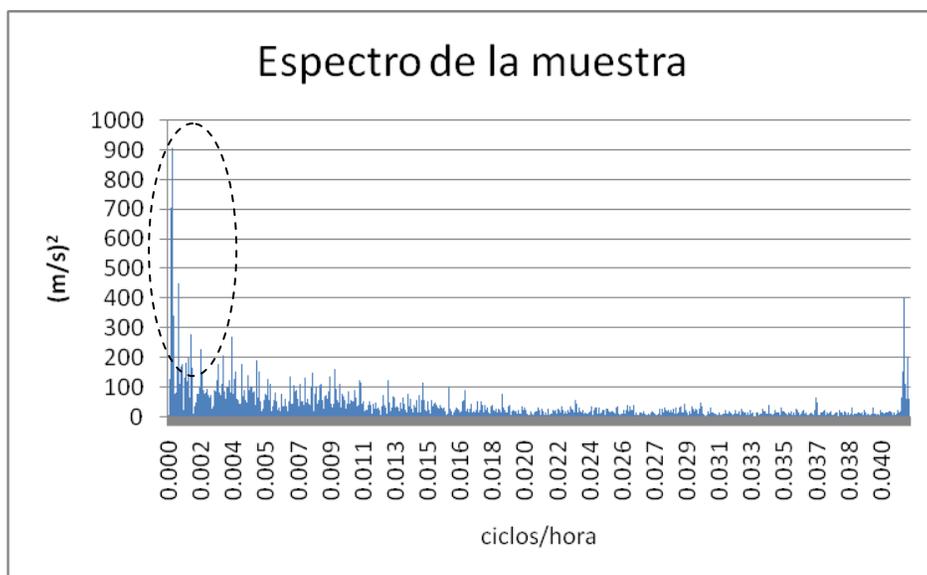
El espectro se determina mediante una estimación de la PSD (Power Spectral Density) de una muestra de datos  $[x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]$  de la siguiente forma:

$$S(e^{j\omega}) = \frac{1}{n} \left| \sum_{l=1}^n x_l e^{-j\omega l} \right|^2 \quad (5.3)$$

En función de este espectro se fueron determinando las componentes estacionales de la muestra. Así, por ejemplo en la Figura 5-1, vemos que existe una fuerte componente en la frecuencia de 0.0417 ciclos por hora, es decir, que cada 0.0417

horas se repite un patrón de variación. Por lo tanto, existe una componente fuerte de variación diaria ( $1/0.0417 \approx 24$  horas).

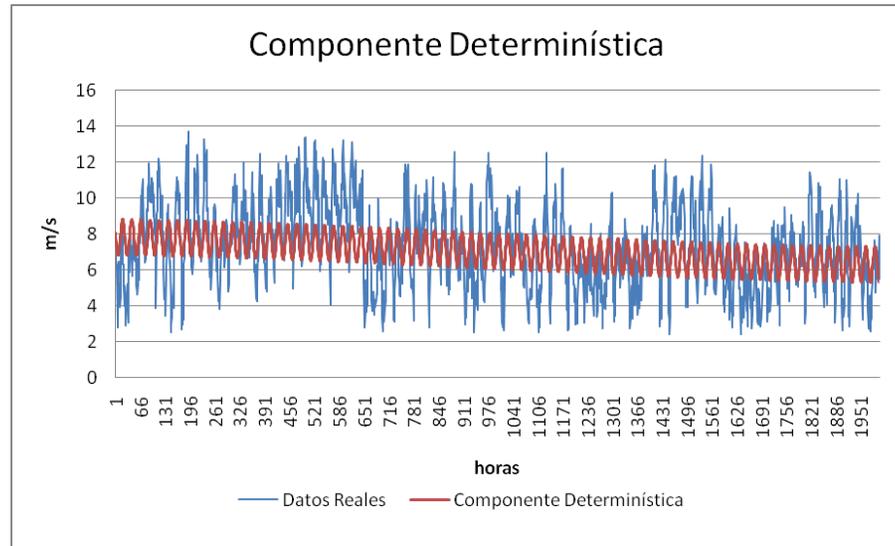
Posteriormente, removemos esta componente y analizamos el espectro resultante mostrado en la Figura 5-2.



**Figura 5-2.** Espectro de los datos después de remover la componente principal

En este caso (Figura 5-2) se observan componentes importantes en las frecuencias 0.000106 y 0.000238 ciclos por hora correspondientes a variaciones anuales y semestrales respectivamente, las cuales también son removidas para componer la parte determinística.

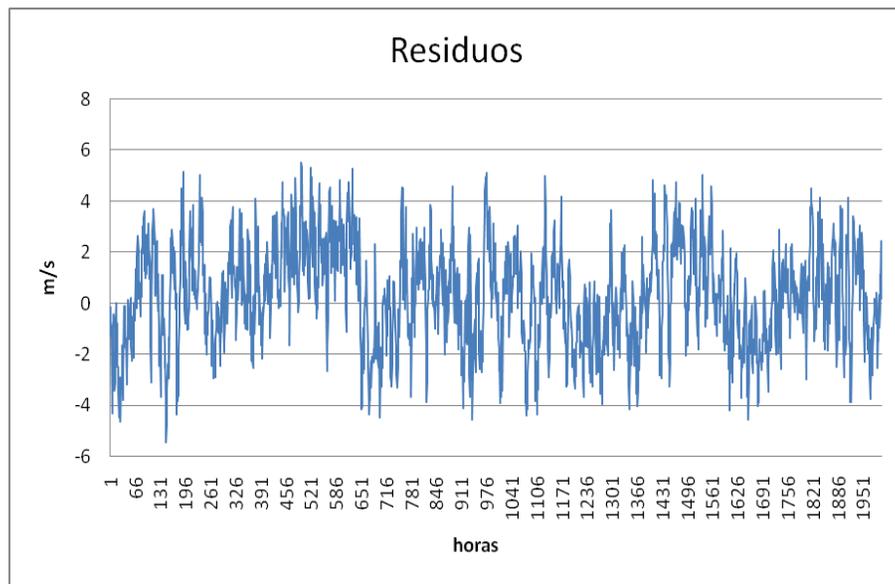
Finalmente, la componente estacional de la muestra de datos de viento está formada por la suma de las variaciones diarias, semestrales y anuales, tal como se muestra en la en la Figura 5-3.



**Figura 5-3.** Componente determinística de los datos de viento

## 5.2.4 Residuos

Removiendo la componente estacional o determinística (que llamamos  $s(t)$ ) encontramos los residuos  $R(t)$  mostrados en la Figura 5-4.



**Figura 5-4.** Residuos después de remover las componentes estacionales

Sin embargo, estos residuos presentan una varianza que no es igual a lo largo del año. Este comportamiento de la varianza es una característica importante de la muestra la cual debe ser preservada para una estimación precisa (Kennedy y Rogers, 2003). Por lo tanto, se aplicó una normalización por la varianza mensual a los residuos:

$$\tilde{R}(t, m) = R(t, m) / \sigma(t, m) \quad (5.4)$$

Donde  $R(t, m)$  y  $\sigma(t, m)$  corresponden al residuo y la varianza para la hora  $t$  del mes  $m$  respectivamente.

Una vez que obtenemos los residuos normalizados, éstos se ajustan por un modelo ARMA(p,q) (ecuación (5.5)) minimizando el error cuadrático de predicción, utilizando MATLAB.

$$\tilde{R}(t, m) = \sum_{i=1}^p a_i R(t-i, m) + Z(t, m) + \sum_{i=1}^q b_i Z(t-i, m) \quad (5.5)$$

Donde  $Z(t, m)$  es el término de error normalmente distribuido con media cero y  $a_i$  y  $b_i$  son los parámetros del modelo ARMA(p,q).

Se realizaron variaciones de  $p$  y  $q$  para obtener el modelo que mejor se ajusta con el menor número de parámetros (propiedad de parsimonia). Como los residuos han sido normalizados a varianza unitaria, el error de la aproximación queda representado por la varianza del error del modelo ARMA (Kennedy y Rogers, 2003). Este criterio será utilizado a partir de la Tabla 5-1 para elegir el ajuste.

**Tabla 5-1.** Varianza normalizada del error

<b>p \ q</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>0</b>	0.9485	0.4933	0.3716	0.3236
<b>1</b>	0.2594	0.2531	0.2531	0.2531
<b>2</b>	0.2534	0.2531	0.2531	0.2531
<b>3</b>	0.2531	0.2531	0.2532	0.2528

Como podemos apreciar, el modelo AR(1) presenta un error de predicción muy similar a los de los modelos más complejos, ya que si aplicamos un modelo ARMA (3,3) el error sólo disminuye en un 0.7%. Por este motivo, se ajustó un modelo AR(1) obteniéndose un coeficiente de la autorregresión de  $a = 0.8709$

Finalmente, la velocidad simulada del viento se compone de la siguiente forma:

$$V(t, m) = s(t, m) + \sigma(t, m) \cdot \tilde{R}(t, m) \quad (5.6)$$

En la Figura 5-5 podemos observar el ajuste resultante de nuestra modelación, en donde el modelo se aproxima bastante bien las mediciones históricas.

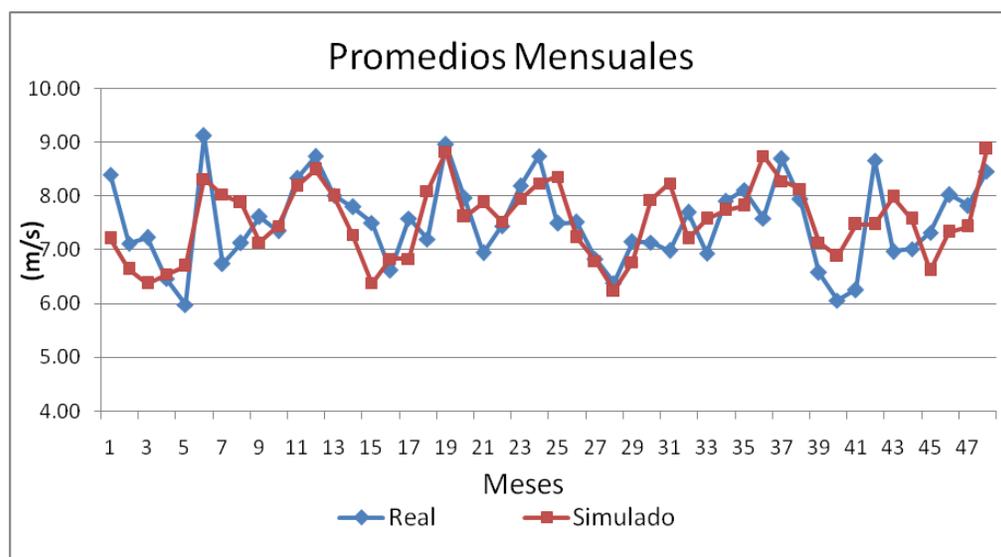


Figura 5-5. Velocidad real y simulada

### 5.3 Potencia de Salida

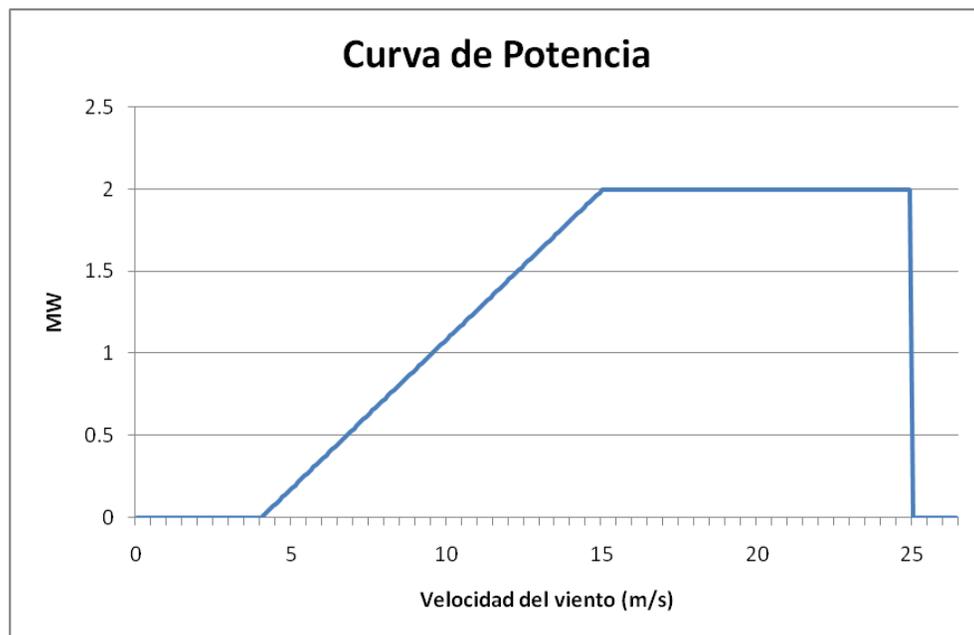
La potencia de salida de un generador eólico viene dada por su curva de potencia, la cual depende de las características de la turbina y se expresa en función de la velocidad del viento.

Las curvas de potencia de los generadores eólicos son funciones definidas por tramos, de la siguiente forma:

$$P(v) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_i \\ p(v) & v_i \leq v \leq v_r \\ R & v_r \leq v \leq v_o \\ 0 & v \geq v_o \end{cases} \quad (5.7)$$

Donde,  $v_i$  es la velocidad de arranque (cut-in),  $v_r$  es la velocidad nominal (rated),  $v_o$  es la velocidad de corte (cut-out).  $R$  es la potencia nominal y finalmente  $p(v)$  es una función en  $v$ . Todos estos parámetros son propios de la turbina

En el presente trabajo se considerarán las características técnicas de un parque compuesto por generadores de 2 MW (Vestas, 2002), en donde  $p(v)$  se considerará lineal, según lo mostrado en la Figura 5-6.



**Figura 5-6.** Curva de potencia del aerogenerador utilizado

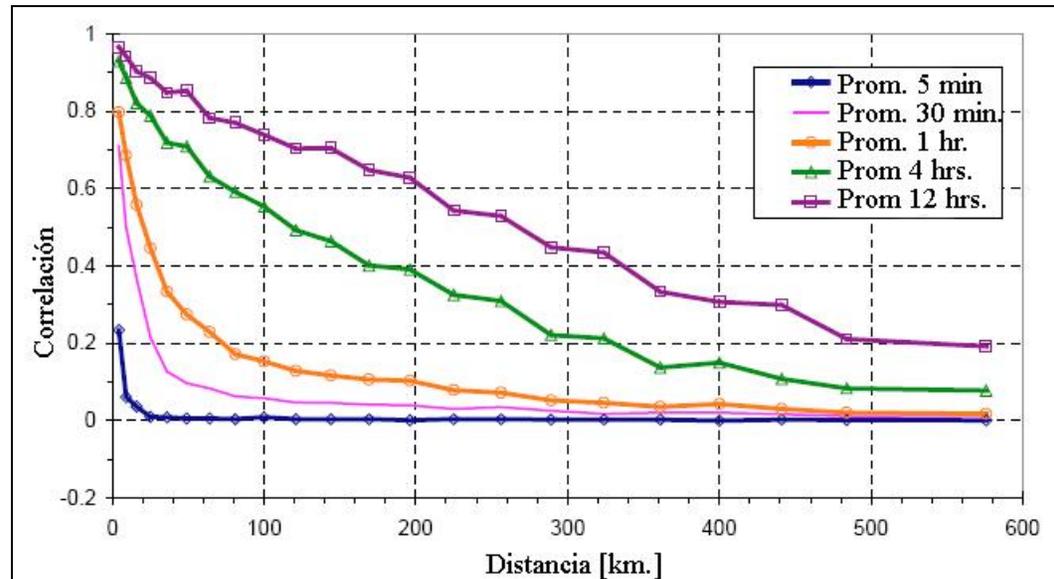
Finalmente, el factor de planta obtenido con los datos de viento simulados a partir de los datos históricos y con la curva de potencia mostrada en la Figura 5-6, fue de un 34%.

#### **5.4 Agregación de generadores eólicos**

Un parque eólico está compuesto por un gran número de generadores. Por lo tanto, para poder representar el comportamiento de la potencia de salida de un parque es necesario realizar una agregación de los aerogeneradores.

En términos generales, el comportamiento de muchos generadores eólicos en su conjunto, se puede representar como un único generador con una potencia equivalente a la suma de todos los generadores individuales (Kennedy y Rogers, 2003; Czisch, G. y Ernst, B., 2001), pero con una varianza menor debido a la agregación de las turbinas (considerando un patrón de viento similar en la extensión geográfica del parque).

Específicamente, la agregación de aerogeneradores depende de la distancia de separación entre ellos y el tiempo de medición considerado, lo cual entrega como resultado la correlación de la potencia de salida con respecto a la de un aerogenerador, tal como se muestra en la Figura 5-7.



**Figura 5-7.** Correlación en la potencia de salida de aerogeneradores

*Fuente Czisch, G. y Ernst, B., 2001*

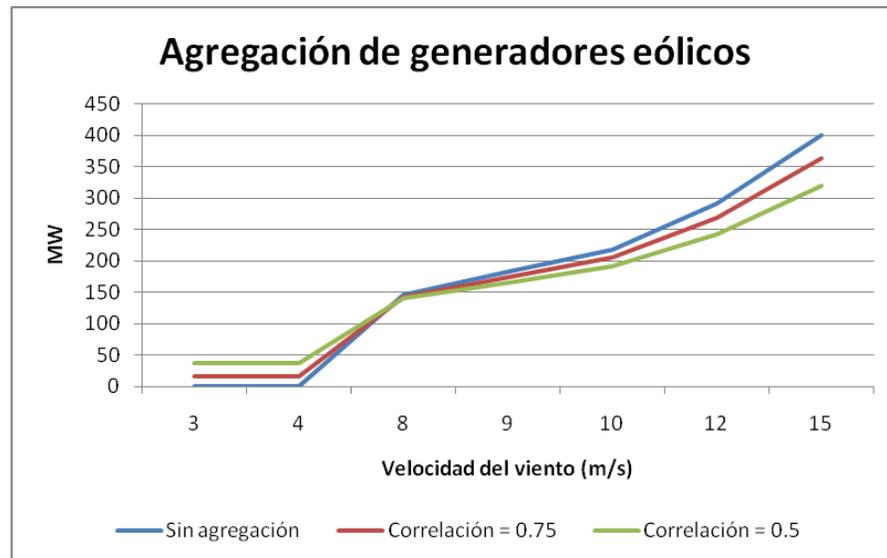
En el presente trabajo, se consideró que el viento no presentaba grandes cambios en el área de extensión del parque eólico y una separación entre las turbinas de 0.5 km. A partir de la Figura 5-7 obtuvimos una correlación aproximada de  $\rho_{ij} = 0.9$ .

Posteriormente, esta correlación es utilizada en el modelo de agregación presentado por Kennedy y Rogers (2003):

$$W_{\text{parque}} = K\mu + (W_1(t) - \mu) \sqrt{\sum_{i=1}^K \sum_{j=1}^K \rho_{ij}} \quad (5.8)$$

Donde  $K$  representa el número de aerogeneradores,  $\rho_{ij}$  es la correlación entre los lugares,  $\mu$  es la media de un lugar y  $W_1(t)$  es la potencia de salida de un aerogenerador.

En la Figura 5-8 vemos como los valores extremos son menores al agregar los aerogeneradores.



**Figura 5-8.** Agregación de 200 aerogeneradores.

Finalmente, se utiliza  $W_{\text{parque}}$  como salida del parque eólico a incluir en el modelo Ose2000.

## **6 INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS EN OSE2000**

Para incorporar la energía eólica en la planificación de la transmisión, se deben representar los efectos de las variaciones horarias de la generación eólica en el modelo Ose2000 en horizontes de tiempo que pueden alcanzar los 15 años.

### **6.1 Modelación de Centrales Eólicas**

Desde el punto de vista operacional, los parques eólicos se asemejan a las centrales de pasada, ya que ambos corresponden a fuentes de generación variable que dependen de la disponibilidad de su respectivo recurso energético primario, siendo las primeras de una variabilidad mucho mayor.

Por este motivo, la modelación de los parques eólicos en el Ose2000 se realizará en forma similar a las centrales de pasada. Es decir, se modelarán como unidades térmicas de costo variable cero y potencia de salida variable en función de la disponibilidad del recurso eólico.

No obstante, los afluentes hidrológicos presentan una dinámica de variación más lenta que los vientos, debido a que sus éstas se deben a lluvias y deshielos. Por lo tanto, un tratamiento en forma semanal o mensual de los afluentes resulta adecuado. Sin embargo, esto no ocurre con los vientos pues presentan variaciones importantes en términos horarios. Luego, un tratamiento semanal no tendría sentido.

En los modelos de simulación, si la generación está definida en términos de sus afluentes horarios (o por bloques horarios) y la demanda de energía en términos mensuales, se agregará la generación para componer el mes y de esta manera poder compararla con la demanda mensual, perdiendo así el efecto de la

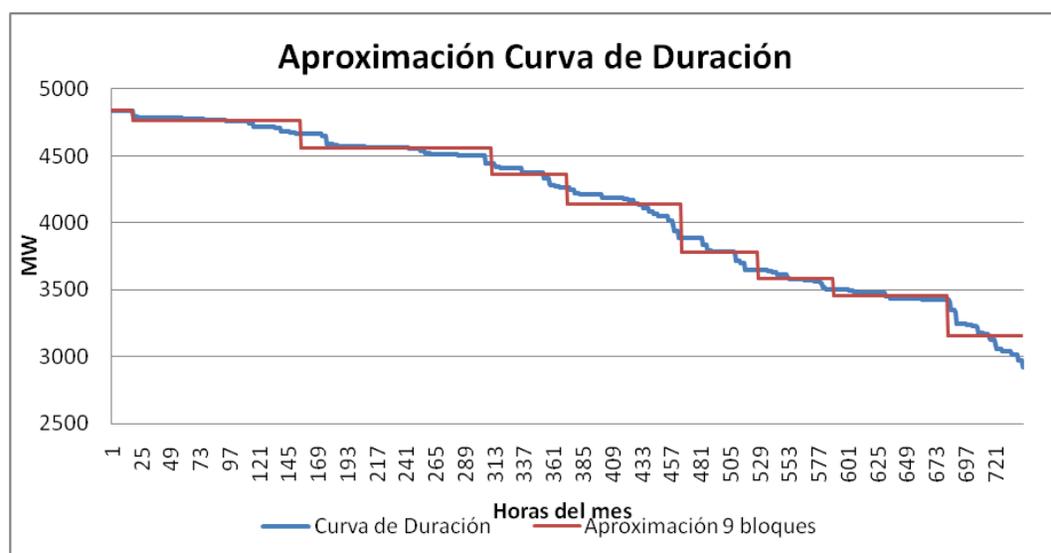
modelación horaria. A su vez, modelar la demanda en forma horaria resulta inviable desde el punto de vista de cálculo pues los horizontes de simulación son de largo plazo (10 años). Por lo tanto, es necesario encontrar una representación de la demanda que permita reflejar el impacto de las variaciones horarias del viento.

En general, los modelos de simulación, y en particular el Ose2000, trabajan con curvas de demandas por bloques que aproximan la curva de duración, en donde en un mismo bloque podemos encontrar diferentes horas del día. Para incorporar los efectos de las fuentes renovables de una manera compatible, interesa realizar una nueva aproximación por bloques de la demanda manteniendo una correlación horaria. De esta forma, por ejemplo, se espera obtener bloques que contengan todas las horas 1 de los días de un mes en particular, otro bloque con las horas 2, 3 y 4 de los días, y así sucesivamente.

Como contraparte, es necesario obtener series sintéticas de viento capaces de reproducir las características propias de cada lugar, y de esta manera considerar las estacionalidades. A partir de estas series, se calcula la energía que aportaría el recurso eólico para cada uno de los respectivos bloques calculados anteriormente, y así lograr reflejar el efecto horario de las variaciones de generación eólica. Además, para poder representar la aleatoriedad hidrológica, es necesario contar con diferentes realizaciones posibles de vientos, las cuales se obtienen aplicando la metodología descrita en la sección 5.2. Estas series son ingresadas al modelo Ose2000 el cual realiza la simulación para los múltiples escenarios definidos.

## 6.2 Modelación de la Demanda

Tradicionalmente, en los estudios de largo plazo (del orden de los 10 años), los modelos de simulación de la operación realizan un tratamiento de la demanda en términos mensuales. Además, para reflejar los distintos niveles de carga del sistema, se utiliza una aproximación por bloques de la curva de duración (ver Figura 6-1).



**Figura 6-1.** Aproximación curva de duración por 9 bloques

Cuando se aproxima una curva cualquiera por un cierto número de bloques, se produce un error en la estimación. Este error se minimiza, para un número fijo de niveles de discretización, cuando los valores de la curva están ordenados de mayor a menor o viceversa. Por lo tanto, cualquier otra aproximación a una curva de demanda, distinta a la curva de duración, significará un error mayor de estimación.

Sin embargo, la principal desventaja de utilizar la aproximación por bloques de la curva de duración, es que no permite modelar los efectos de la variación horaria del viento, ya que al ordenar los valores de demanda de mayor a menor, se pierde

el orden cronológico de las horas. De esta forma, por ejemplo, podríamos obtener la hora 5 y la hora 7 en un mismo bloque mientras que la hora 6 estaría en un bloque completamente distinto.

Por lo tanto, para representar los efectos de las variaciones horarias del viento, es necesario trabajar con la curva de carga del sistema, donde los bloques logren agrupar las horas en forma cronológica. Como consecuencia, se debe desarrollar una herramienta que permita construir una aproximación por bloques para esta nueva curva minimizando el error cuadrático.

Generalmente, en el modelo Ose2000 se aproxima la curva de duración mensual de la demanda por 2 a 5 bloques, obteniéndose tiempos de procesamiento bastante cortos (de 1 a 2 horas en un PC con un Procesador Intel Core 2 Extreme QX6800). Si bien, el número de bloques es posible extenderlo a más de 10, en esta aplicación se considerarán 9 bloques como máximo, para mantener tiempos de procesamiento aceptables (alrededor de 7 horas con el procesador QX6800)

### 6.2.1 Aproximación de una curva por bloques

Se quiere aproximar una curva por un número fijo de valores de ancho y de altura variable, para poder minimizar el error cuadrático. Definamos el intervalo  $I_k = [t_{k-1}, t_k]$ , donde  $t_k$  representa una hora del día. Sea  $f(x)$  la función que representa la curva que se desea aproximar y  $B(x)$  la función que aproxima a  $f(x)$  en bloques, con  $B(x) = B_k$  cuando  $x$  pertenece a  $I_k$  y  $N$  corresponde al número de bloques por el que se desea aproximar la curva de carga.

Matemáticamente, el problema es el siguiente:

$$\min \sum_{k=1}^N \int_{t_{k-1}}^{t_k} (B_k - f(x))^2 dx \quad (6.1)$$

Derivando con respecto a  $B_k$  se obtiene la siguiente ecuación para cada  $k$ :

$$B_k = \frac{1}{t_k - t_{k-1}} \int_{t_{k-1}}^{t_k} f(x) dx \quad (6.2)$$

Esta ecuación nos dice que la altura óptima del bloque en el intervalo  $[t_{k-1}, t_k]$  corresponde al valor medio de la función  $f(x)$  sobre ese intervalo.

Además, si derivamos con respecto a  $t_k$  obtenemos la siguiente ecuación para cada  $k$ :

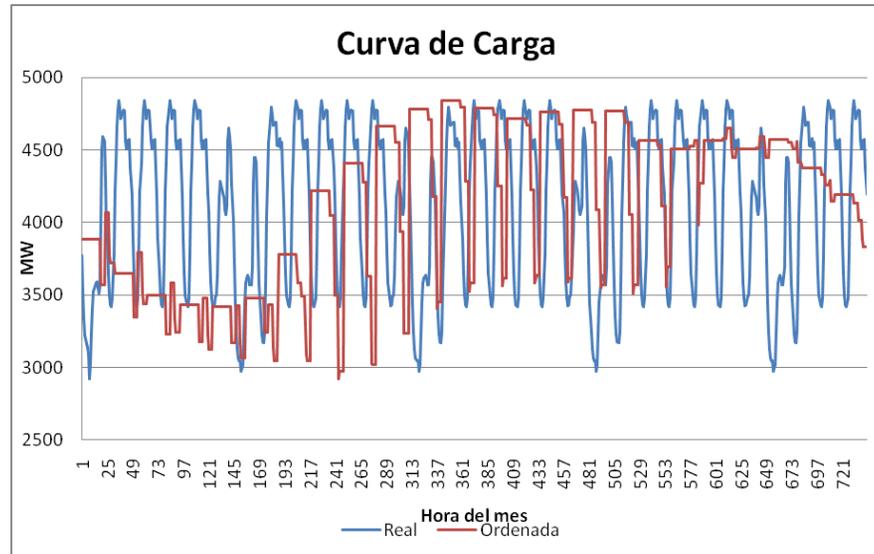
$$(B_k - f(t_k))^2 = (B_{k+1} - f(t_k))^2 \quad (6.3)$$

Por último, los bloques óptimos se obtienen resolviendo las ecuaciones (6.2) y (6.3).

Este problema se resolvió utilizando el software MATLAB. En el Anexo C se adjunta el código utilizado.

### 6.2.2 Aproximación de la curva de carga

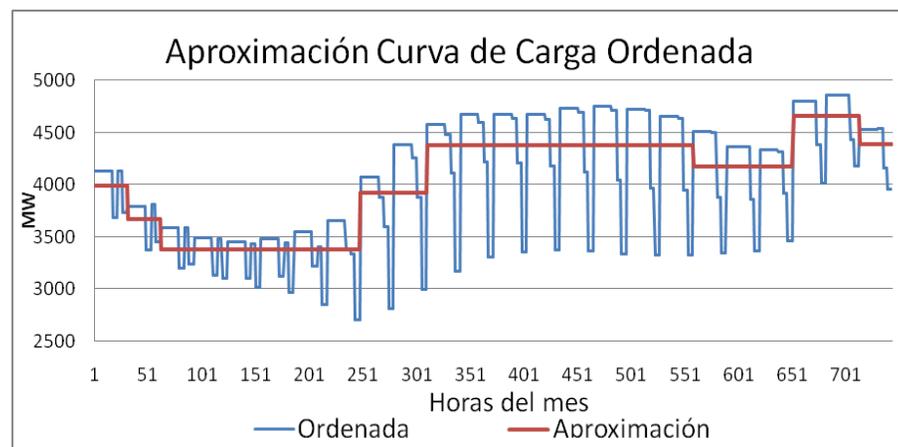
La curva de carga mensual es la curva que contiene los consumos horarios del mes en forma correlativa, es decir, primero tenemos las horas 1 a 24 del día 1, luego las horas 1 a 24 del día 2 y así sucesivamente. Para saber el comportamiento de la demanda mensual de acuerdo a cada hora, se ordenó la curva de carga de acuerdo a las horas del mes, así por ejemplo, si el mes tiene 31 días, obtendríamos una curva con 31 horas número 1 en primer lugar, seguidas de 31 horas número 2, y así sucesivamente. Ambas curvas se muestran en la Figura 6-2.



**Figura 6-2.** Curva de carga real y ordenada por horas

Luego, nos interesa realizar la aproximación por bloques de la curva de carga ordenada por horas, de esta forma, obtendríamos en cada bloque horas correlativas haciendo posible reflejar en forma horaria y por bloques las variaciones del viento.

A continuación se muestra una aproximación de 8 bloques para la curva de carga ordenada del mes de Enero.



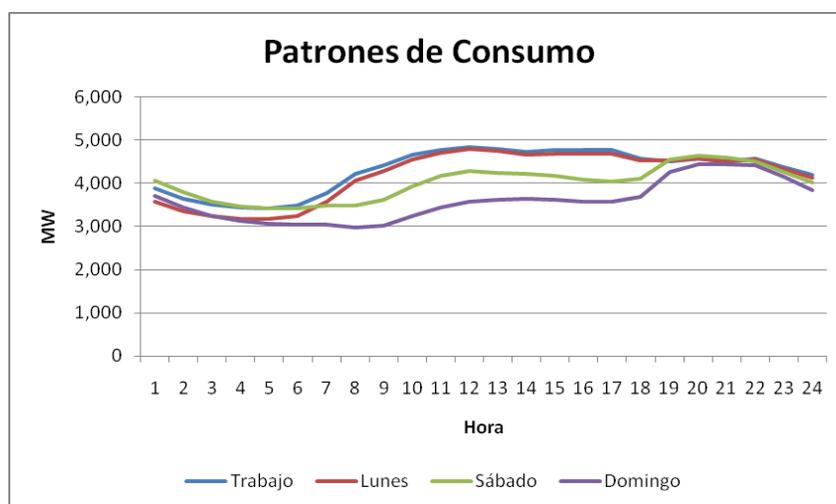
**Figura 6-3.** Aproximación de 8 bloques de la curva de carga ordenada.

En este caso se aproximó directamente la curva de carga ordenada y, como se muestra en la Tabla 6-1, esta aproximación produce grandes errores. Lo anterior se debe principalmente a los valores de demanda más bajos, ocasionados por las horas provenientes de los días Domingos los cuales tienen un patrón de consumo considerablemente inferior que el resto de los días.

Para mejorar la aproximación y disminuir el error, se realizaron diferentes agrupaciones de días de consumo similar, distinguiéndose así 4 tipos de día:

- Días tipo Trabajo: corresponden a los días de Martes a Viernes
- Días tipo Lunes: si bien son días laborales, empíricamente presentan un patrón de consumo diferente
- Días tipo Sábado
- Días tipo Domingos o Festivos

Estos 4 patrones de consumo para el mes de Enero y a modo de referencia se muestran en la Figura 6-4.



**Figura 6-4.** Patrones de consumo para días tipo del mes de Mayo.

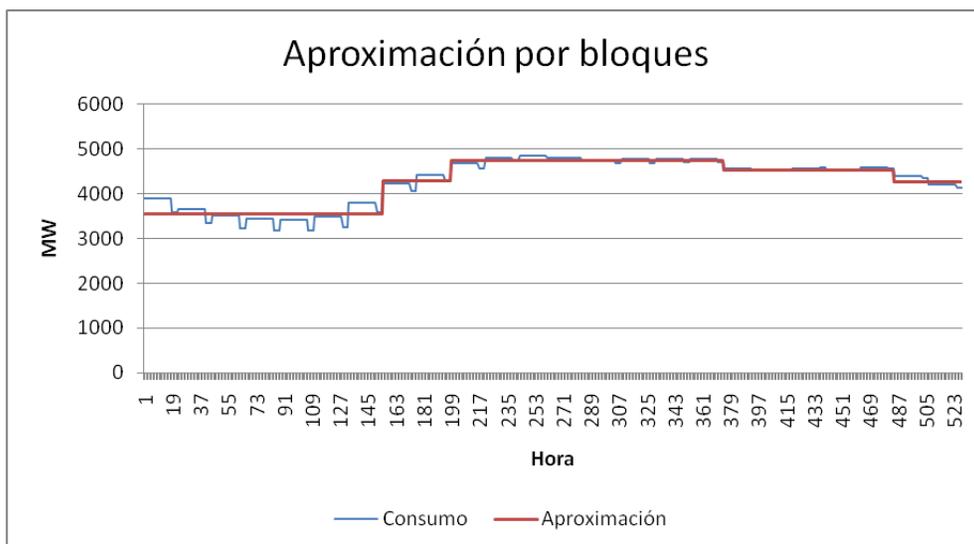
Vemos que existe una gran similitud entre los días de Trabajo y los días Lunes, mientras que el día Domingo difiere bastante. Como resultado, se agruparan los días similares y se realizarán aproximaciones por bloques a cada curva por separado.

Por ejemplo, para el mes de Mayo resultó conveniente agrupar los días tipo de la siguiente forma:

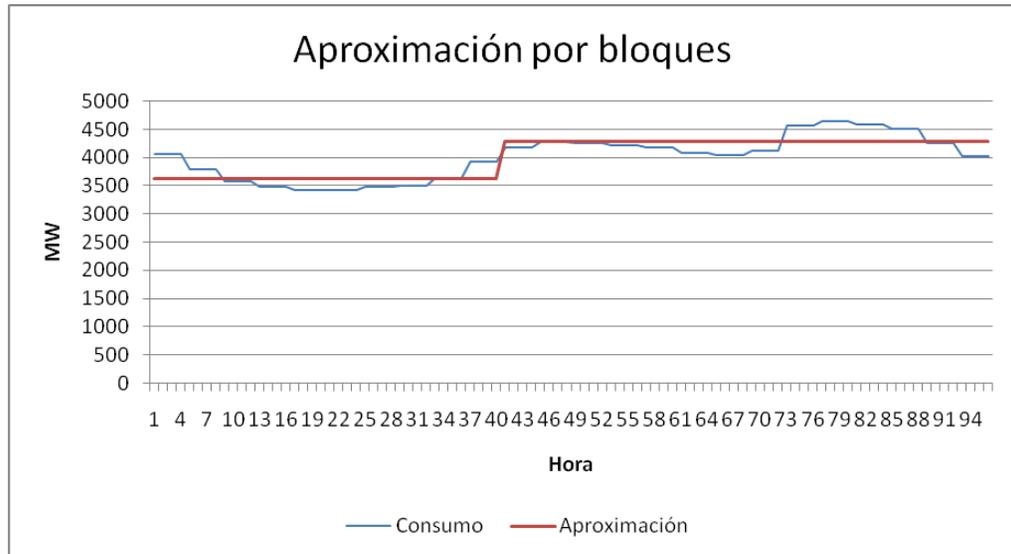
- Trabajo y Lunes, con una aproximación de 5 bloques
- Sábados, con una aproximación de 2 bloques
- Domingos, con una aproximación de 2 bloques

Los días de Trabajo y Lunes se aproximan por 5 bloques ya que representan la mayor parte de los días del mes.

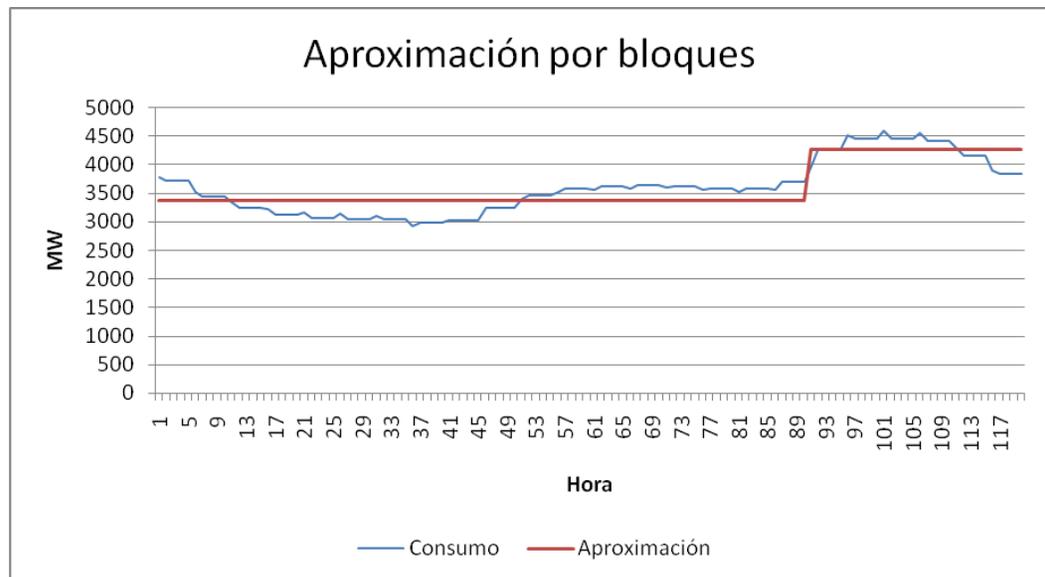
Gráficamente, estas aproximaciones se muestran a continuación.



**Figura 6-5.** Aproximación de 5 bloques para días de Trabajo y Lunes.

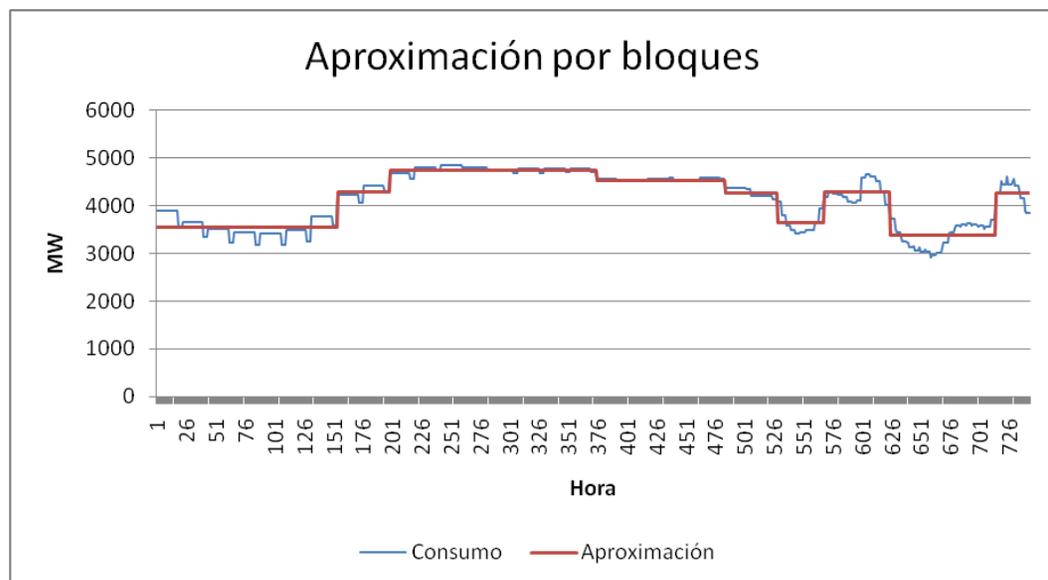


**Figura 6-6.** Aproximación de 2 bloques para días Sábado



**Figura 6-7.** Aproximación de 2 bloques para días Domingo

Por último, si juntamos las 3 aproximaciones en un mismo gráfico obtendremos la representación completa del mes de Mayo con 9 bloques:



**Figura 6-8.** Aproximación por 9 bloques para el mes de Mayo

Los errores cuadráticos medios se muestran en la Tabla 6-1 (8 bloques en total) y en la Tabla 6-2 (9 bloques en total).

Como vemos, resulta más conveniente agrupar los días de consumo similar que aproximar la curva completa, donde el error se reduce a la mitad. Por otra parte, tal como se explicó anteriormente, el error de la curva de duración corresponde a la cota mínima cuando aproximamos por bloques.

**Tabla 6-1.** Error cuadrático medio de las diferentes aproximaciones de 8 bloques

Bloques	8	4 y 4	4 y 4	4 y 4	4 y 4	8
Agrupación	Todos	Tr-Lu-Sa y Do	Tr-Lu y Sa-Do	Tr y Lu-Sa-Do	Tr-Sa y Lu-Do	Duración
Enero	0.3512%	<b>0.1891%</b>	0.2001%	0.2777%	0.2996%	0.068%
Febrero	0.3046%	0.1935%	<b>0.1852%</b>	0.2450%	0.2720%	0.065%
Marzo	0.2808%	0.1872%	<b>0.1777%</b>	0.2275%	0.2546%	0.063%
Abril	0.3282%	<b>0.1793%</b>	0.2057%	0.2660%	0.2772%	0.072%
Mayo	0.2938%	0.1703%	<b>0.1637%</b>	0.2247%	0.2504%	0.058%
Junio	0.3067%	0.1727%	<b>0.1708%</b>	0.2134%	0.2312%	0.061%
Julio	0.2911%	0.1792%	<b>0.1695%</b>	0.2290%	0.2588%	0.057%
Agosto	0.2746%	0.1667%	<b>0.1636%</b>	0.2315%	0.2503%	0.057%
Septiembre	0.3434%	0.2239%	<b>0.1972%</b>	0.2626%	0.2987%	0.063%
Octubre	0.3022%	<b>0.1762%</b>	0.1860%	0.2370%	0.2513%	0.065%
Noviembre	0.2935%	0.1774%	<b>0.1774%</b>	0.2468%	0.2676%	0.066%
Diciembre	0.3247%	0.2208%	<b>0.1523%</b>	0.2317%	0.2863%	0.064%

Posteriormente, se afinaron estas aproximaciones extendiendo a 9 el número de bloques (Tabla 6-2), donde se utilizarán las descomposiciones seleccionadas para cada mes.

**Tabla 6-2.** Error cuadrático medio de las aproximaciones seleccionadas

Bloques	3, 3 y 3	5, 2 y 2	5 y 4	5 y 4
Agrupación	Tr-Lu y Sa y Do	Tr-Lu y Sa y Do	Tr-Lu-Sa y Do	Tr-Lu y Sa-Do
Enero	0.171%	<b>0.160%</b>	0.184%	0.197%
Febrero	0.173%	<b>0.159%</b>	0.183%	0.178%
Marzo	0.158%	<b>0.140%</b>	0.170%	0.162%
Abril	0.190%	<b>0.156%</b>	0.165%	0.192%
Mayo	0.157%	<b>0.143%</b>	0.161%	0.156%
Junio	<b>0.151%</b>	0.160%	0.162%	0.163%
Julio	0.160%	<b>0.145%</b>	0.168%	0.160%
Agosto	0.157%	<b>0.145%</b>	0.157%	0.156%
Septiembre	0.185%	<b>0.178%</b>	0.214%	0.191%
Octubre	0.159%	<b>0.155%</b>	0.163%	0.172%
Noviembre	0.159%	<b>0.154%</b>	0.166%	0.169%
Diciembre	0.169%	0.177%	0.211%	<b>0.146%</b>

### 6.3 Incorporación de las características del recurso eólico

Una vez concluido el proceso de modelación, se procederá a integrar el recurso eólico en el modelo en el Ose2000 y así, poder simular los parques eólicos en la operación óptima del sistema eléctrico.

En particular, se incorporarán en el modelo las dos características fundamentales del viento, su alta variabilidad que requiere de un tratamiento horario, y su aleatoriedad.

### **6.3.1 Variabilidad**

La variabilidad del recurso eólico, representada por vectores de velocidad obtenidos según la metodología explicada en el Capítulo 5, se incorporará en el modelo Ose2000 a través de la representación por bloques de la demanda que respeta el orden cronológico de las horas. A partir de éstos, se formarán matrices de energía generable y así, por ejemplo, si en las mañanas las velocidades de vientos son bajas la energía generada en los bloques que representan estas horas también serán.

### **6.3.2 Aleatoriedad**

El modelo Ose2000 permite incorporar la aleatoriedad hidrológica a partir de la simulación de diferentes escenarios. Como se dijo previamente, los parques eólicos se modelan en forma similar a las centrales de pasada, pudiendo aprovechar su misma estructura para incorporar la aleatoriedad del viento, definiendo distintos escenarios eólicos a partir de diferentes simulaciones (en vez de los afluentes hidrológicos de las centrales de pasada) utilizando la metodología explicada previamente en el Capítulo 5.

## 7 SIMULACIONES Y RESULTADOS

### 7.1 Introducción

La modelación desarrollada se aplicará en el SIC, estudiando diferentes casos a partir de 3 zonas de conexión de parques eólicos. El diagrama unilineal de referencia del sistema completo utilizado en todas las simulaciones es mostrado en el Anexo A.

El horizonte de simulación es de 10 años partiendo en Abril del 2007. Como la construcción de un parque tarda alrededor de un año y medio, más el tiempo para realizar todos los estudio de factibilidad, se consideró que éstos entran en operación en Octubre del año 2009. Se utilizaron 48 escenarios tanto hidrológicos como de vientos y nueve bloques de demanda mensual, resultando 5184 etapas anuales ( $=9*12*48$ ).

El objetivo de las simulaciones es evaluar el impacto económico de la conexión de grandes parques eólicos en la planificación de la transmisión y en la operación del sistema eléctrico. En particular, se estudiará el efecto en las inversiones de transmisión, buscando los tamaños críticos de parque eólico que determinan una expansión, tanto del punto de vista privado como social y las modificaciones al plan de obras existente propuesto por el regulador (CNE, 2007). Adicionalmente, se determinará el efecto en los precios de energía y su impacto en los ingresos de centrales generadoras convencionales. También se estudiará el efecto provocado en los embalses debido a la absorción de las variaciones del viento.

Además, se analizará si la modelación adecuada de las variaciones horarias del recurso eólico es un elemento decisivo en la toma de decisiones.

En primer lugar, se estudiará la conexión de un parque en una zona del sistema de transmisión adicional, de tal forma de poder analizar, en forma aislada, los efectos provocados por la inyección de energía eólica. Posteriormente, se estudiará la conexión de un parque en la parte sur del SIC, la cual se caracteriza por tener una componente hidroeléctrica fuerte. De esta forma, será posible evaluar el efecto del parque eólico y su propagación a lo largo del sistema de transmisión troncal y en los embalses de la zona. Finalmente, se estudiará la conexión de energía eólica en la zona norte del SIC, en donde la tecnología de generación es termoeléctrica.

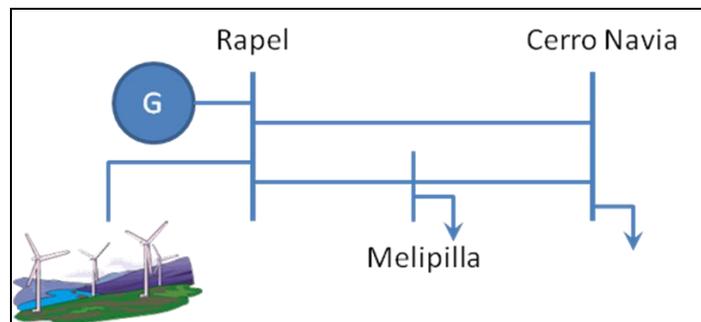
Los flujos por las líneas serán mostrados a través de su curva de duración anual considerando todas las etapas. El nombre del tramo indica el sentido de flujo positivo, es decir, si la línea se llama Rapel – Cerro Navia entonces el flujo positivo indica que la energía va desde Rapel hacia Cerro Navia. Adicionalmente, cuando existan saturaciones, tanto en sentido positivo como negativo, se señalarán con una línea punteada.

## 7.2 Conexión en Rapel

### 7.2.1 Descripción

El primer caso de estudio consiste en conectar un parque eólico en la zona de Rapel y estudiar su efecto en los flujos del tramo Rapel – Cerro Navia 2x220. Este tramo está dedicado para la inyección de la central ubicada en el embalse Rapel, de 350 MW hacia el gran centro de carga (Cerro Navia) y presenta una capacidad de 193 MW por circuito. Adicionalmente, uno de los circuitos tiene un pequeño consumo en Melipilla.

En términos simplificados, el diagrama unilineal de la zona de interés es mostrado a continuación.

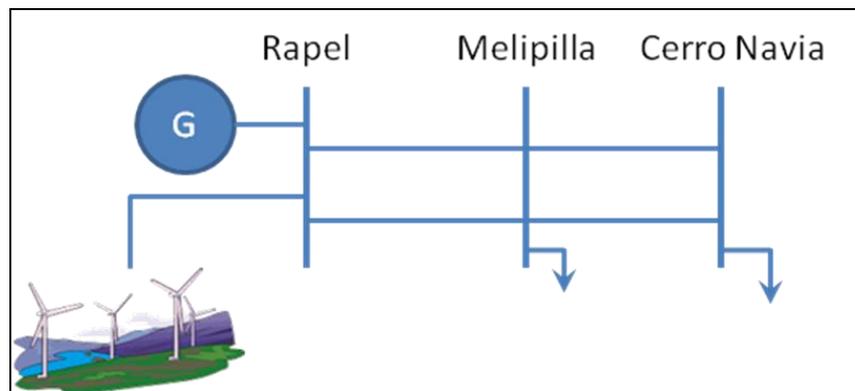


**Figura 7-1.** Diagrama unilineal simplificado

Al conectar parques de pequeño tamaño (del orden de los 50 MW) es posible inyectar la energía eólica sin problemas pues el embalse absorbía las variaciones del viento y la línea no se satura.

Sin embargo, al ir aumentando el tamaño del parque, el tramo Rapel – Melipilla (Figura 7-1) será el primero en llegar a saturación. Esto se debe a que el consumo en Melipilla hace que los flujos se distribuyan en forma dispareja cargando mucho más el tramo Rapel – Melipilla que el tramo Rapel – Cerro Navia. Debido a esto,

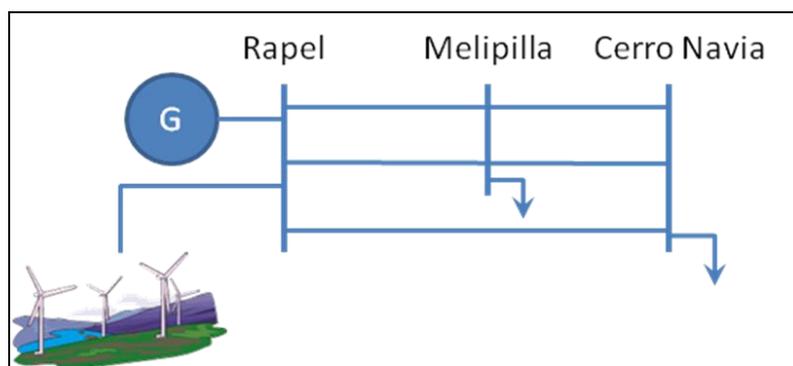
la primera expansión a simular será un seccionamiento completo en Melipilla según lo mostrado en la Figura 7-2.



**Figura 7-2.** Seccionamiento en Melipilla

Al realizar este seccionamiento, los flujos serán parejos en ambos circuitos permitiendo una mayor utilización de ellos y por lo tanto, una mayor capacidad de transferencia desde Rapel hacia Cerro Navia.

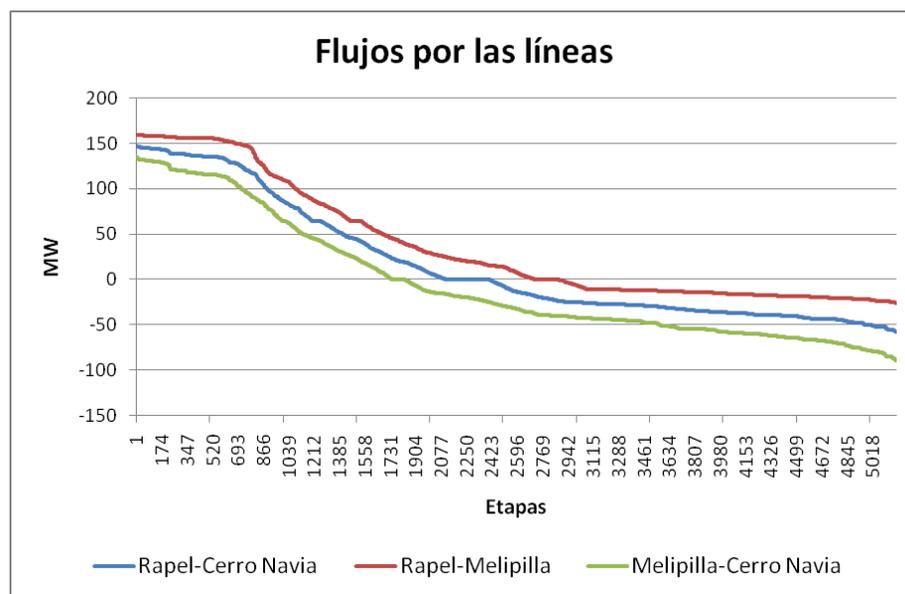
Posteriormente, al continuar aumentando el tamaño del parque se requerirá un tercer circuito para poder evacuar toda la energía hacia Cerro Navia, situación ilustrada en la Figura 7-3.



**Figura 7-3.** Circuito adicional en Rapel – Cerro Navia

### 7.2.2 Escenario sin expansión de transmisión

Los flujos por las líneas antes de conectar los parques se muestran en la Figura 7-4.



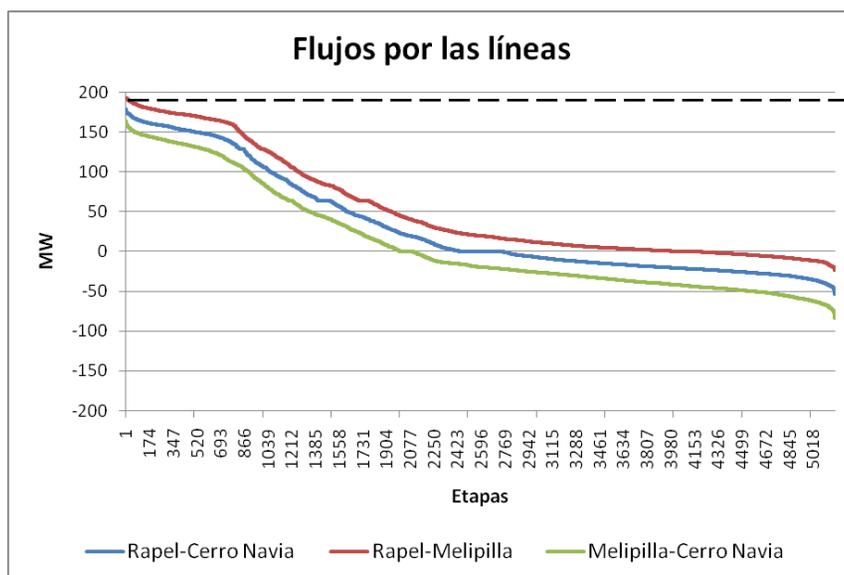
**Figura 7-4.** Flujo por las líneas sin la conexión de parques eólicos para año 2010

Observamos que en estas condiciones no hay saturación pues la capacidad máxima por circuito es de 193 MW. El circuito más cargado corresponde al Rapel-Melipilla, lo cual se explica por el consumo ubicado en zona y que posteriormente se alivia desde Melipilla-Cerro Navia.

Sin embargo, al ir aumentando la generación esta carga desaparece de los circuitos mostrada en la Figura 7-4 se va a ir acentuando cada vez más provocando que el tramo Rapel-Melipilla se sature

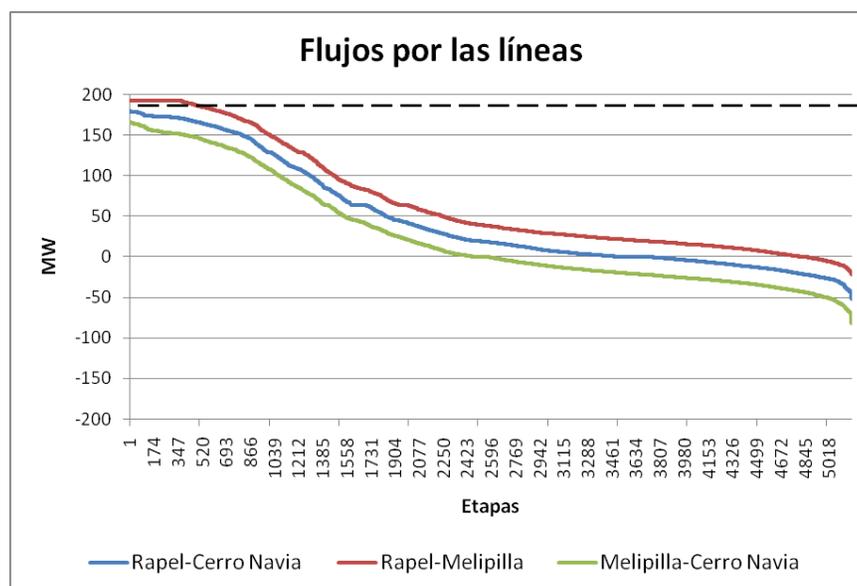
En la Figura 7-5 observamos el aumento en los flujos producidos por la conexión de un parque de 100 MW. En estas condiciones el tramo Rapel-Melipilla se

comienza a saturar, donde la línea punteada señala la capacidad máxima del circuito.



**Figura 7-5.** Flujos por las líneas con la conexión de parque de 100 MW

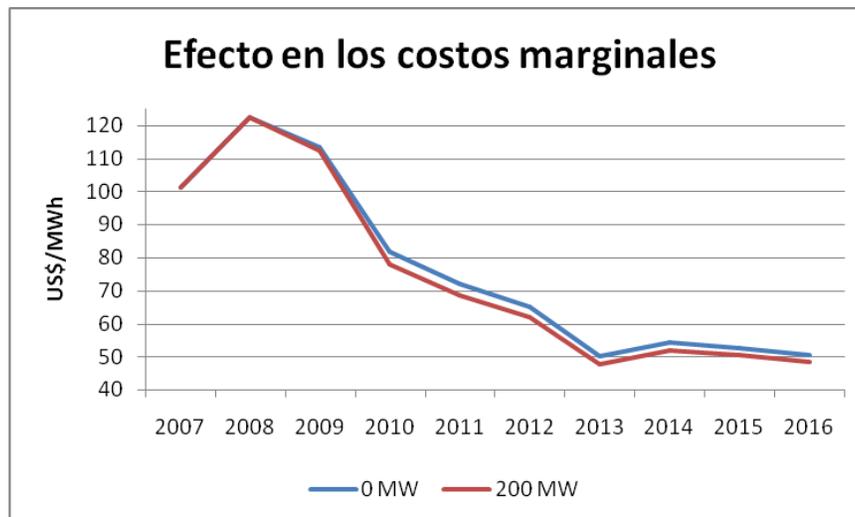
Veamos que ocurre cuando conectamos un parque aún mayor, de 200 MW (Figura 7-6).



**Figura 7-6.** Flujos por las líneas con la conexión de parque de 200 MW

Como se aprecia en la Figura 7-6, el circuito Rapel-Melipilla presenta un grado de saturación importante impidiendo que se pueda inyectar más energía por el tramo directo Rapel-Cerro Navia el cual aún tiene capacidad disponible, pues presenta un flujo máximo de 180 MW y tiene una capacidad de 193 MW.

Por otra parte, la conexión del parque y la saturación de la línea producen un efecto en los precios de la energía, según lo explicado la sección 4.2 tal como se muestra a continuación:



**Figura 7-7.** Efecto en los precios de la energía al conectar parque de 200 MW

Como se aprecia en la Figura 7-7, la conexión de un parque de 200 MW produce una disminución de los costos marginales anuales en la barra Rapel debido al efecto conjunto de la saturación de la línea y la generación de energía a bajo costo.

Debido a lo anterior, se hace necesario evaluar si es necesario realizar una ampliación del tramo Rapel-Cerro Navia, lo cual es analizado en detalle a continuación.

### 7.2.3 Seccionamiento en Melipilla

El efecto de la conexión del parque sobre los costos marginales de la energía influye directamente en los ingresos por inyección en la barra Rapel debido a la disminución de los precios de la energía según lo explicado anteriormente.

Desde el punto de vista privado, la expansión óptima en transmisión del tramo Rapel-Cerro Navia se justificará siempre y cuando el diferencial de ingresos de las centrales (central Rapel y el parque eólico en este caso) producido por el aumento de capacidad de transmisión sea suficiente para cubrir la inversión.

$$\Delta P \cdot I_{anual} \geq VATT \quad (7.1)$$

En donde P es el precio de la energía, I es la inyección de energía de las centrales y el VATT corresponde al Valor Anual de la Transmisión por tramo. A su vez, el VATT corresponde a la suma de la anualidad del costo de inversión (AVI) más los costos de operación, mantenimiento y administración anuales (COMA):

$$VATT = AVI + COMA \quad (7.2)$$

Un seccionamiento de este tipo tiene un costo aproximado de inversión de 10 MMUS\$ (Araneda, 2008). La anualidad, con una vida útil de 30 años y una tasa del 10% corresponde a 1.06 MMUS\$. El COMA equivale al 2.5% del valor de inversión, es decir, a 0.25 millones de dólares y finalmente, el VATT del seccionamiento equivale a 1.31 MMUS\$.

Por otra parte, a partir del modelo Ose2000 podemos obtener el diferencial de ingresos para los distintos casos, el cual es mostrado en la Tabla 7-1 como valor anual equivalente.

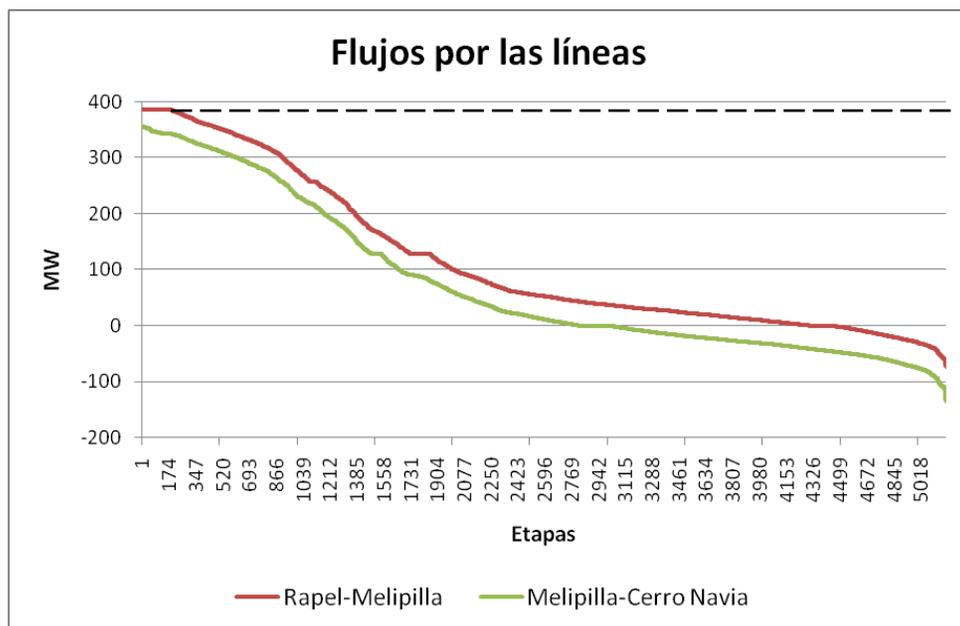
**Tabla 7-1.** Diferencial de ingresos por seccionamiento

Tamaño de parque [MW]	$\Delta P^*I$ según salida Ose2000 [MMUS\$/año]
0	0.00
100	0.00
150	2.65
200	5.68

Finalmente, evaluando la expresión (7.1) obtenemos que el seccionamiento se hace rentable para los generadores de Rapel cuando el tamaño del parque alcanza los 150 MW, dado que el diferencial de ingresos anuales es mayor que el costo de la inversión. Además, basados en el uso medio esperado, esta expansión sería financiada en un 22% por el parque eólico y en un 78% por el embalse Rapel.

Luego, al realizar el seccionamiento los flujos por las líneas se emparejan y es posible transmitir más energía.

Como podemos apreciar en la Figura 7-8, con el seccionamiento la línea presenta una saturación considerablemente menor a la mostrada en la Figura 7-6. Sin embargo, se hace necesario evaluar si un tercer circuito es requerido en estas condiciones.



**Figura 7-8.** Flujos por los tramos al realizar seccionamiento

#### 7.2.4 Circuito adicional

Para estudiar la viabilidad económica de un tercer circuito se utilizará el mismo procedimiento empleado en la sección anterior (ecuación (7.1)).

El valor de inversión de una línea de estas características (220 kV, simple circuito, conductor Flint, 114 km) es de 27 millones de dólares aproximadamente (ver Anexo E.1). Aplicando los mismos criterios de evaluación económica del seccionamiento obtenemos un VATT de 3.54 millones de dólares.

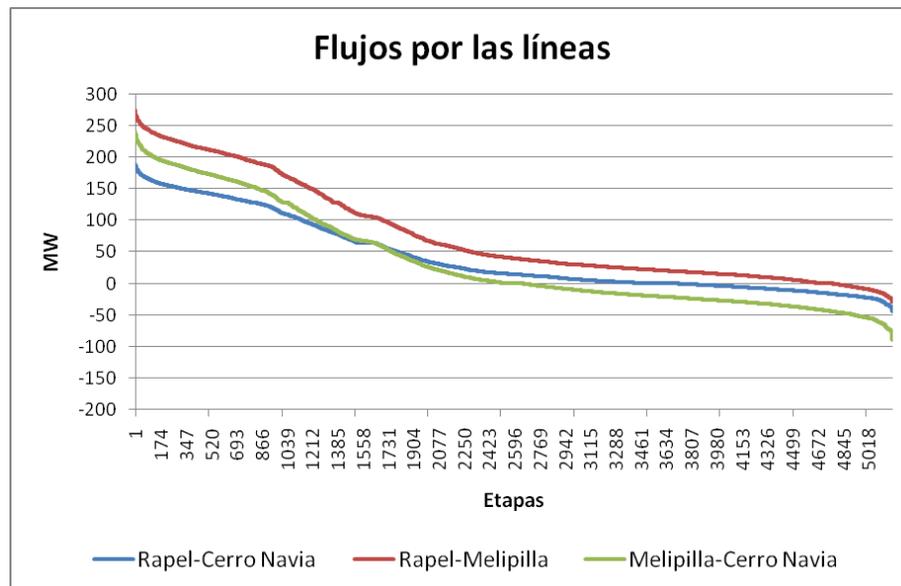
El diferencial de ingresos al conectar el tercer circuito es mostrado a continuación:

**Tabla 7-2.** Diferencial de ingresos al agregar tercer circuito

Tamaño de parque [MW]	$\Delta P^*I$ según salida Ose2000 [MMUS\$/año]
150	1.64
200	4.92
250	10.05

Por lo tanto, desde el punto de vista privado, el tercer circuito se hace conveniente cuando la capacidad del parque alcanza los 200 MW.

En esta situación, los flujos por las líneas se muestran en la Figura 7-9. Como podemos apreciar en este caso, desde el punto de vista privado se justificó remover por completo la saturación en la línea. Lo anterior se debe a que los ingresos de las centrales generadoras son altamente sensibles a los precios de la energía pues tienen un impacto directo.



**Figura 7-9.** Flujos por las líneas con parque de 200 MW y tercer circuito.

### 7.2.5 Impacto social

Desde el punto de vista social, la expansión óptima se justifica siempre y cuando los ahorros del costo de operación total del sistema (Cope) cubren el valor de la inversión:

$$\Delta Cope_{anual} \geq VATT \quad (7.3)$$

Debido a que la expansión debe justificar un ahorro global a nivel de sistema las ampliaciones de transmisión serán mucho menos sensibles que en el caso privado, en donde el impacto era directo.

Al realizar las simulaciones se obtuvo que el seccionamiento no era rentable desde el punto de vista social, incluso para parques superiores a los 250 MW según salidas Ose2000. Esto se debe a que el aumento de capacidad de transferencia es pequeño por lo cual no se justifica la expansión.

Adicionalmente, el tercer circuito se hacía rentable desde el punto de vista social cuando el tamaño del parque alcanzaba los 400 MW, ya que recién ahí se supera el valor del VATT del tercer circuito, según lo mostrado en la Tabla 7-3:

**Tabla 7-3.** Impacto social del tercer circuito

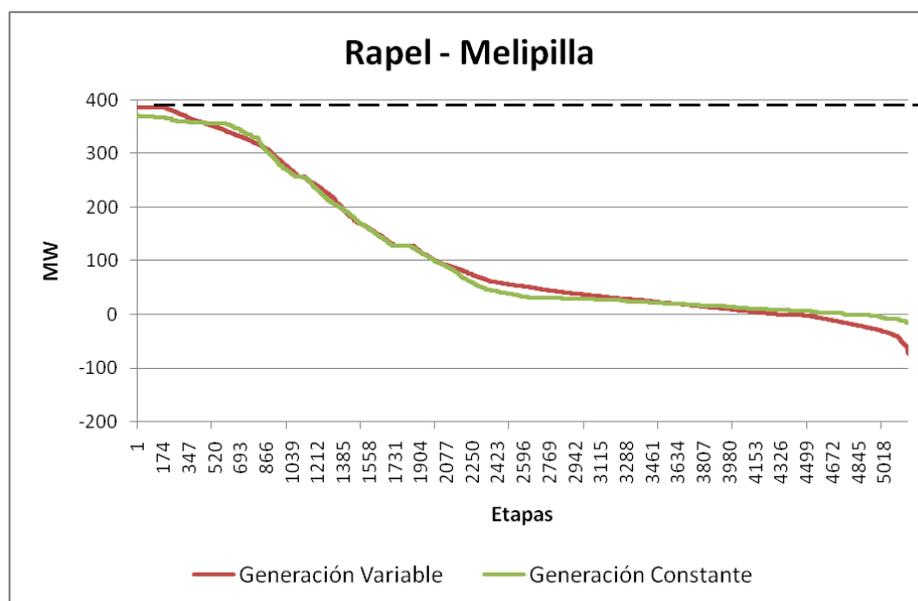
Tamaño de parque [MW]	$\Delta$ Cope según salida Ose2000 [MMUS\$/año]
250	1.76
300	3.11
400	5.23

En estas condiciones el circuito Rapel – Melipilla experimentaba una saturación el 20% del tiempo aproximadamente.

### **7.2.6 Efectos de la variabilidad del viento**

Para evaluar los efectos de las variaciones horarias del viento, se simuló el sistema con una generación del parque eólico constante e igual a su promedio. Para esto, se simularon 200 MW eólicos con el seccionamiento en Melipilla. En condiciones normales y según lo obtenido anteriormente, con 200 MW existe saturación en el tramo Rapel – Melipilla lo que, desde el punto de vista privado, justificaba la construcción de un tercer circuito. Sin embargo, al simular con generación constante ni siquiera existía saturación en este tramo. Esto se debe a que al realizar

esta aproximación se pierde la representación de las situaciones con vientos fuertes y por lo tanto, no ocurre la saturación.



**Figura 7-10.** Comparación de flujos

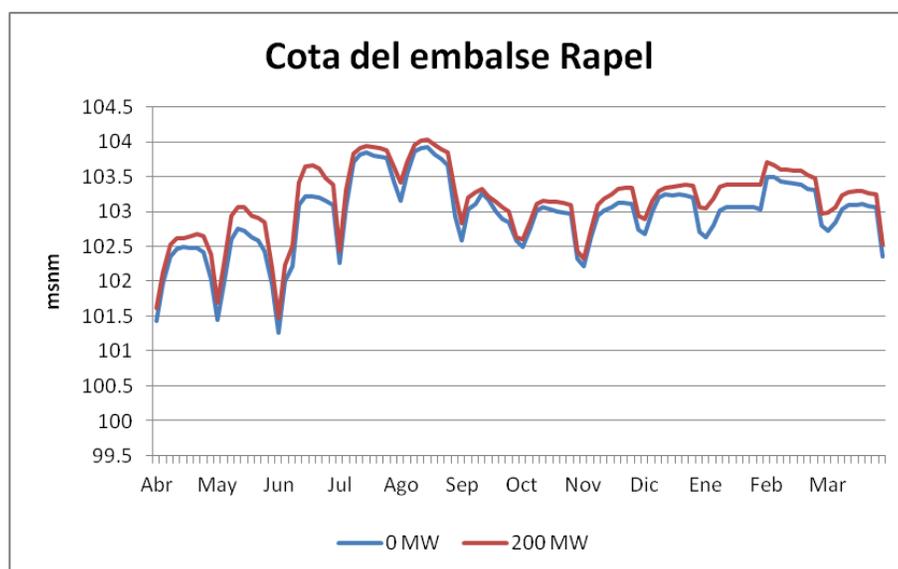
Si bien, la diferencia es pequeña, los ingresos son altamente sensibles a la saturación, tal como se explicó anteriormente.

Por lo tanto, la modelación adecuada de las variaciones horarias del viento, que es la diferencia más importante con respecto a las centrales convencionales de pasada, es un factor decisivo a la hora de evaluar inversiones.

### 7.2.7 Impacto sobre el embalse Rapel

Las variaciones de generación eólica pueden ser absorbidas por centrales de embalse. Así, la conexión del parque producirá un efecto positivo y complementario sobre el agua embalsada.

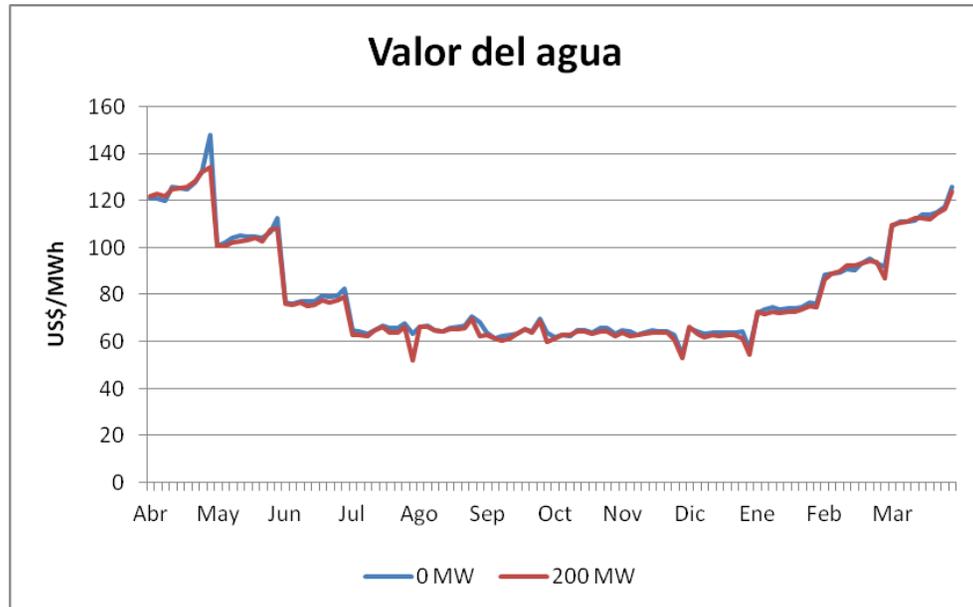
Esto se debe a que la energía eólica tiene un costo variable cero mientras que la energía del embalse tiene un costo variable dado por el costo de oportunidad de utilizar el agua hoy o utilizarla en el futuro.



**Figura 7-11.** Impacto en las cotas del embalse Rapel por la conexión de 200 MW

Por lo tanto, la conexión del parque impacta directamente en la energía generada por la central Rapel y además, produce una disminución del costo futuro debido a que se acumula agua para su uso en las etapas siguientes.

Además, en la Figura 7-12 observamos una disminución del valor del agua embalsada lo que se explica por la saturación del circuito. Cuando la línea no puede transmitir más energía y existe disponibilidad de generación eólica producirá que el valor del agua embalsada disminuya. Sin embargo, cuando los niveles de vientos bajan es posible transmitir toda la energía y los valores del agua vuelven a la normalidad.



**Figura 7-12.** Efecto en el valor del agua embalsada

Por otra parte, al disminuir el nivel de generación de la central Rapel (lo que se aprecia por el aumento de su cota), sus ingresos se ven afectados directamente. En particular, debido a la conexión del parque de 200 MW, los ingresos disminuyen en un 17% según salida Ose2000

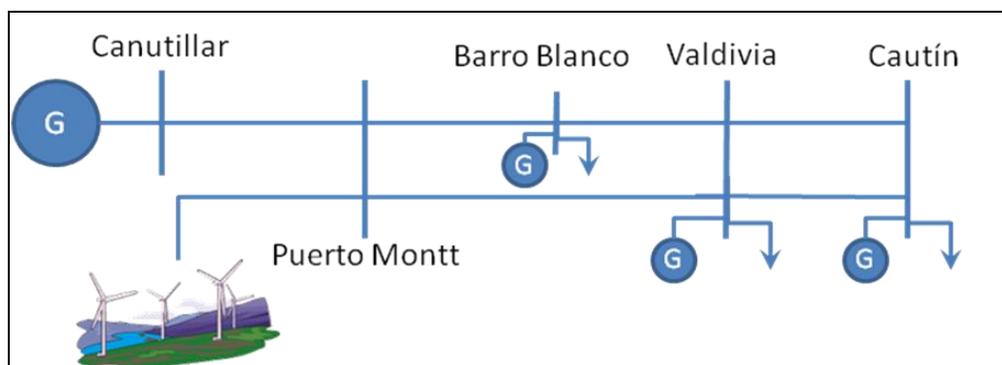
## 7.3 Conexión en Puerto Montt

### 7.3.1 Descripción

El principal objetivo de este caso de estudio consiste en analizar el efecto de la energía eólica sobre centrales hidroeléctricas de embalse y el sistema de transmisión troncal. En particular, con respecto al comportamiento de los embalses, los precios de la energía y los planes de obras de transmisión existentes, considerando una zona más amplia que en el caso de Rapel, con múltiples generadores, tal como se muestra en el diagrama detallado del Anexo A.

En este caso se estudiarán los efectos de la conexión del parque eólico en términos más globales, es decir, considerando un área de estudio mayor que en el caso de Rapel. Se conectará un parque de 400 MW en Puerto Montt y se analizarán los efectos producidos en la zona entre Temuco (Cautín) y Canutillar (Ver Anexo A).

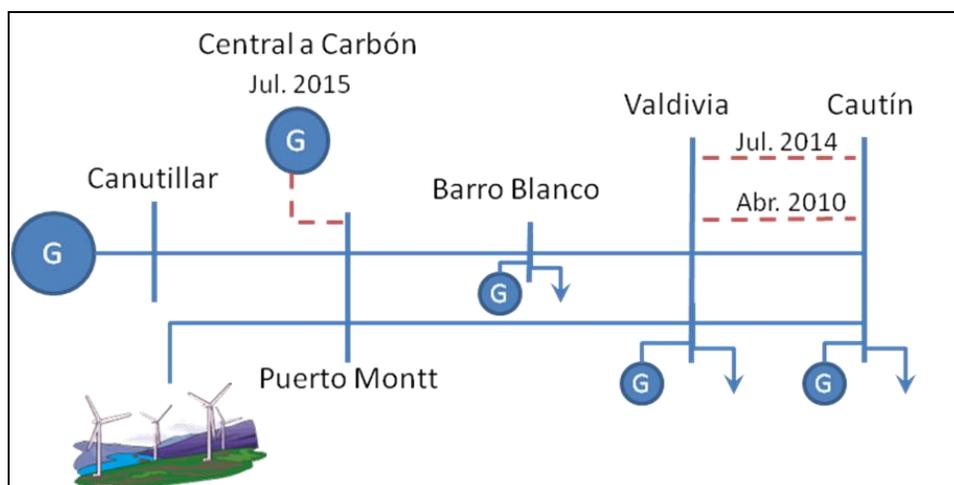
En términos simplificados, el diagrama de la zona de interés es mostrado a continuación:



**Figura 7-13.** Diagrama simplificado zona Cautín y Canutillar

Normalmente, la energía en esta zona va desde Canutillar hacia Cautín, por lo que la conexión del parque en Puerto Montt producirá un aumento de los flujos por las líneas

El plan de obras de la zona de interés es mostrado en la Figura 7-14

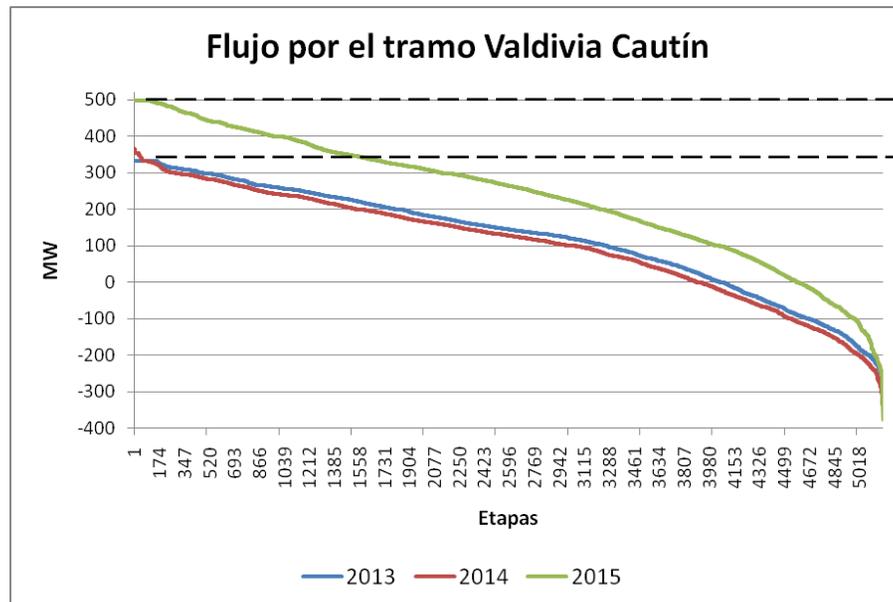


**Figura 7-14.** Plan de obras en zona existente

El tercer y cuarto circuito entre Valdivia y Cautín tienen una capacidad de 166 MW mientras la central generadora conectada en Puerto Montt es de 250 MW

### 7.3.2 Situación con plan de obras existente

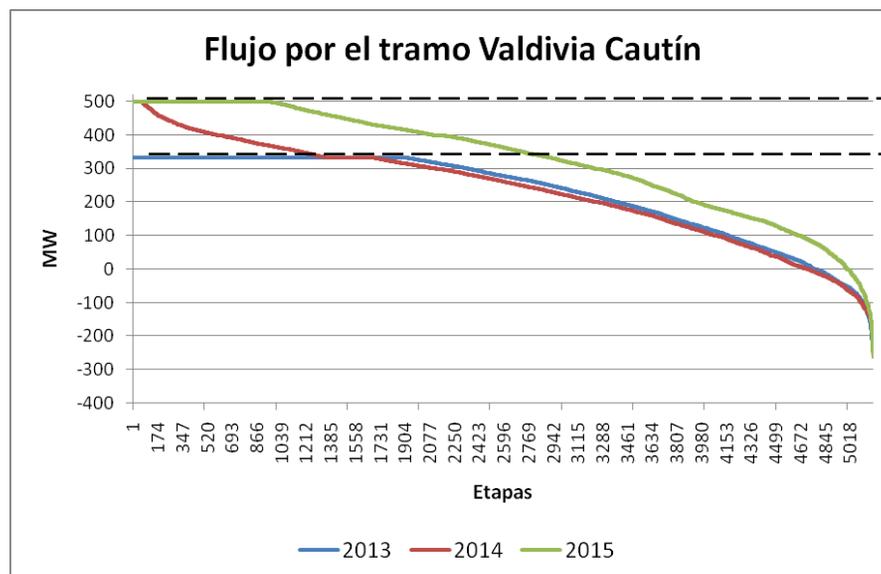
En el plan de obras propuesto por el regulador (CNE, 2007) existe una expansión del tramo Valdivia – Cautín, en el cual se agrega un tercer circuito en Abril del 2010 y un cuarto circuito para el mismo tramo en Julio del 2014. En estas condiciones existe una pequeña saturación de este tramo a partir del año 2012 y que se mantiene durante todo el periodo, aún cuando se instala el cuarto circuito como vemos a continuación.



**Figura 7-15.** Flujos por el tramo Valdivia Cautín sin conexión del parque

En la Figura 7-15 se observa como en el año 2013 existe saturación la cual es removida con el tercer circuito en el año 2014. Sin embargo, el aumento de los flujos en el año 2015 provoca que vuelva a aparecer saturación en este tramo. Este aumento de los flujos se produce debido a la entrada de una central carbonera en Puerto Montt en Julio del 2015 de 250 MW de capacidad.

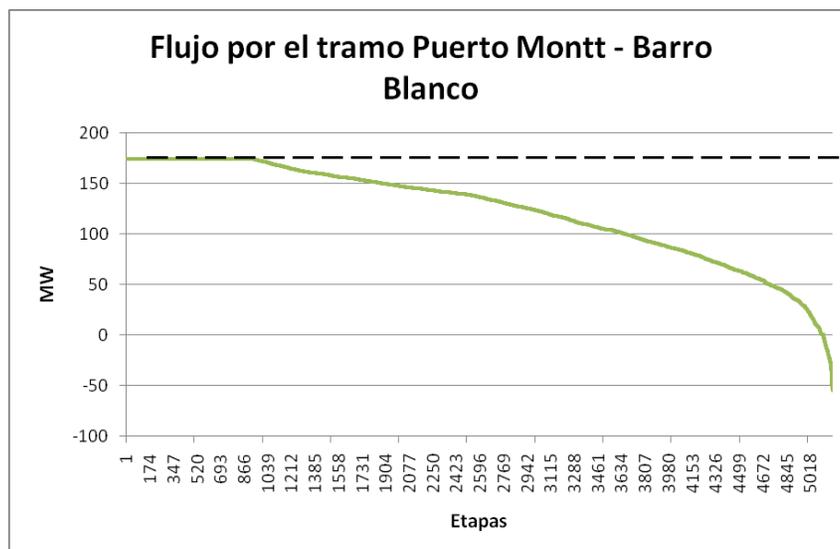
La conexión del parque de 400 MW en Puerto Montt hará que esta situación empeore.



**Figura 7-16.** Flujo por el tramo Valdivia – Cautín con la conexión del parque.

Si bien, la conexión del parque está bastante lejos del tramo Valdivia – Cautín, es posible apreciar en la Figura 7-16 como sus efectos se transmiten a través del sistema de transmisión troncal.

Adicionalmente, el tramo Puerto Montt – Barro Blanco también se satura de manera importante a partir del año 2015, cuando entra la central de carbón en Puerto Montt



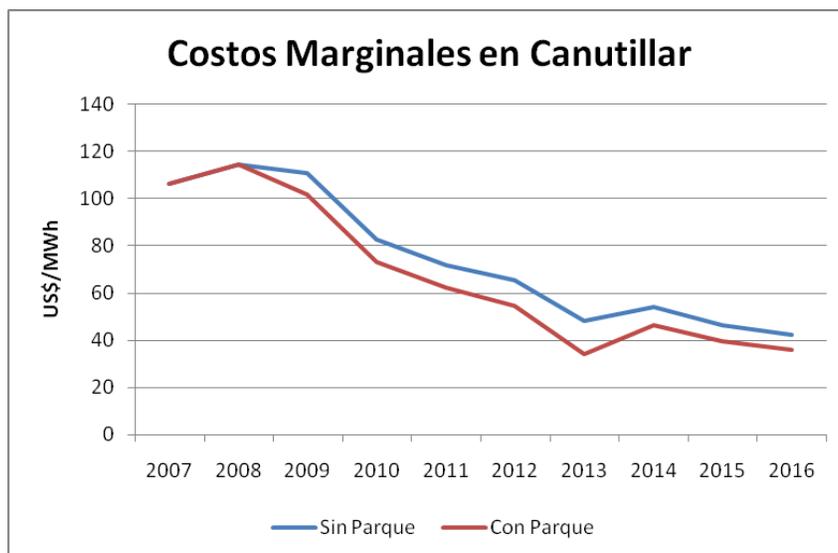
**Figura 7-17.** Flujo por el tramo Puerto Montt – Barro Blanco para el año 2015

Por otra parte, existen varios generadores en la zona los cuales también se verán afectados por la conexión del parque eólico. Esto se debe a que el aumento de la oferta de energía en el lugar producirá que los precios bajen. Además, el desacople económico de los mercados producido por la congestión de las líneas, hará que esta diferencia sea aún mayor, situación ilustrada en la sección 4.2.

### 7.3.3 Impacto en los embalses y precios de energía en la zona

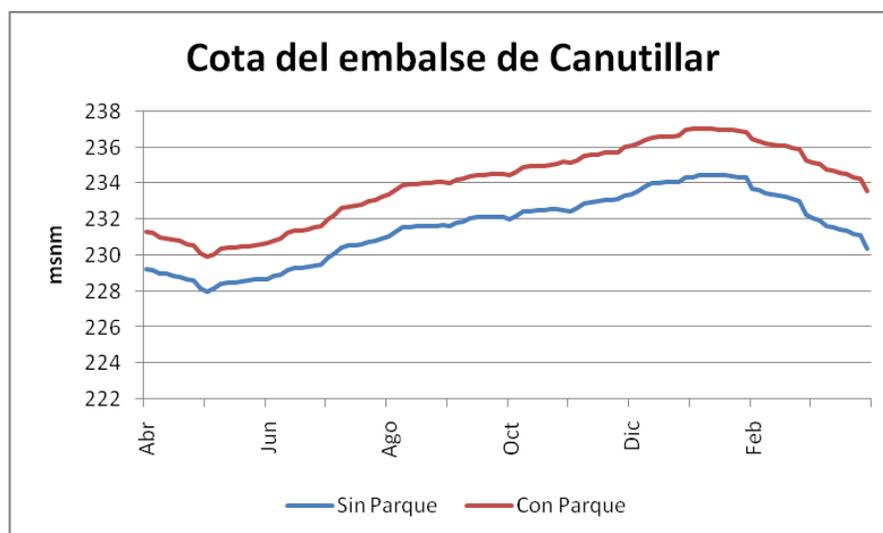
Las restricciones de transmisión en conjunto con el aumento de la oferta de energía, producirán un impacto directo en los precios de la energía en la zona según lo explicado anteriormente.

En Canutillar, por ejemplo, el efecto en los costos marginales producidos por la conexión del parque es mostrado en la Figura 7-18.



**Figura 7-18.** Diferencia de costos marginales al conectar parque en año 2009

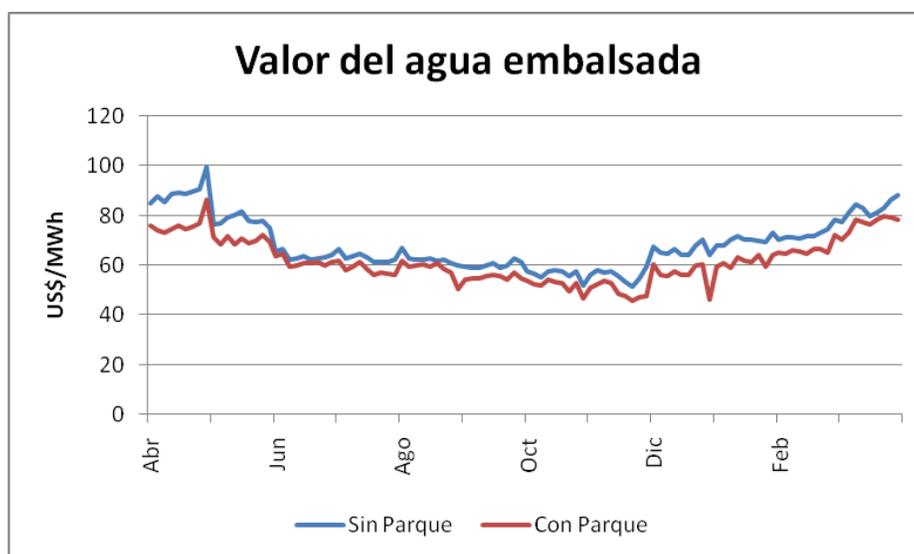
Estas diferencias se traducen en una disminución del 18% de los ingresos anuales de la central Canutillar por concepto de inyección de energía. Sin embargo, esto no se explica solamente por el efecto en los costos marginales, sino que también en una disminución de su generación lo que se ve reflejado en el aumento de las cotas de su embalse cuando conectamos el parque como vemos en la Figura 7-19.



**Figura 7-19.** Impacto en la cota del embalse de Canutillar para el año 2010

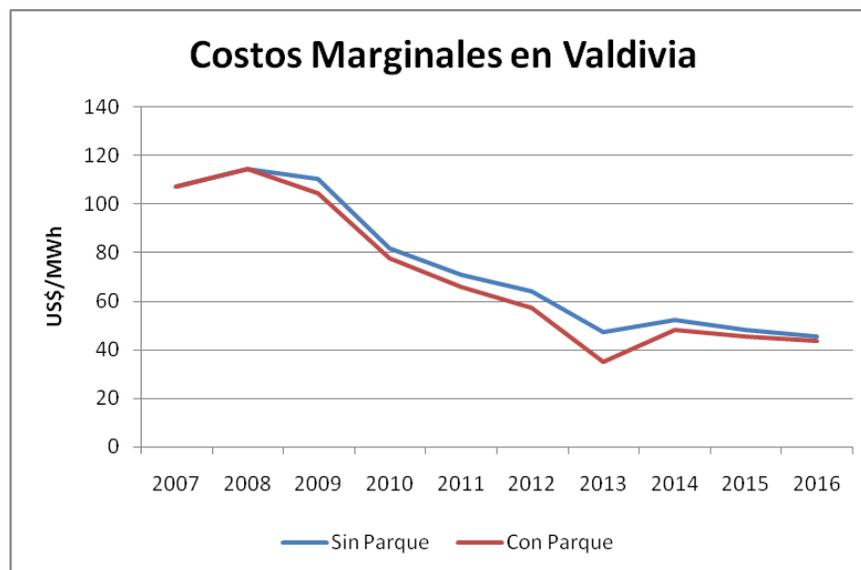
Así, el exceso de energía eólica que no es posible transmitir se almacena en el embalse en forma de agua embalsada produciendo el aumento en la cota del orden de los 2 metros sobre el nivel del mar.

Adicionalmente, como vemos en la Figura 7-20, se produce una disminución en el valor del agua embalsada:



**Figura 7-20.** Valor del agua en Canutillar para el año 2010

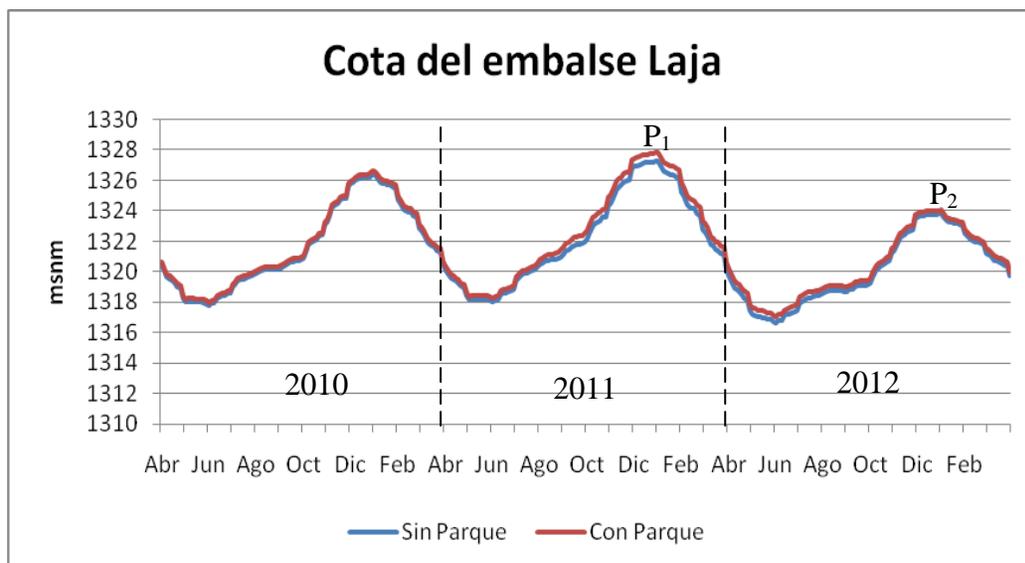
El efecto en los precios de la energía se va replicando a lo largo del sistema pero va disminuyendo a medidas que nos alejamos del parque. Así, por ejemplo, en la barra Valdivia los cambios de costos marginales son menores que en la barra Canutillar como se puede apreciar en la Figura 7-21.



**Figura 7-21.** Diferencia de costos marginales en Valdivia al conectar parque

De la misma forma, las centrales más alejadas también sufren impactos menores en sus ingresos, así por ejemplo, a Pullinque se le reducen los ingresos en 6.6% y a Pilmaiquen en un 15% según salidas Ose2000. La ubicación de ambas centrales se puede apreciar en el unilineal de referencia del Anexo A.

El embalse Laja es el más importante del país pues posee una capacidad de regulación interanual que puede llegar a los tres años. Este embalse, si bien, se encuentra bastante alejado de Canutillar, también sufre los efectos de la conexión del parque como es mostrado en la Figura 7-22.



**Figura 7-22.** Cotas del embalse Laja para los años 2010, 2011 y 2012

Podemos apreciar como la conexión del parque permite un uso más eficiente del agua embalsada. Esto se refleja en el punto  $P_1$  cuando en el año 2011 se acumula más agua (existe un aumento de la cota) la cual es utilizada en el año 2012, como se aprecia en el punto  $P_2$ .

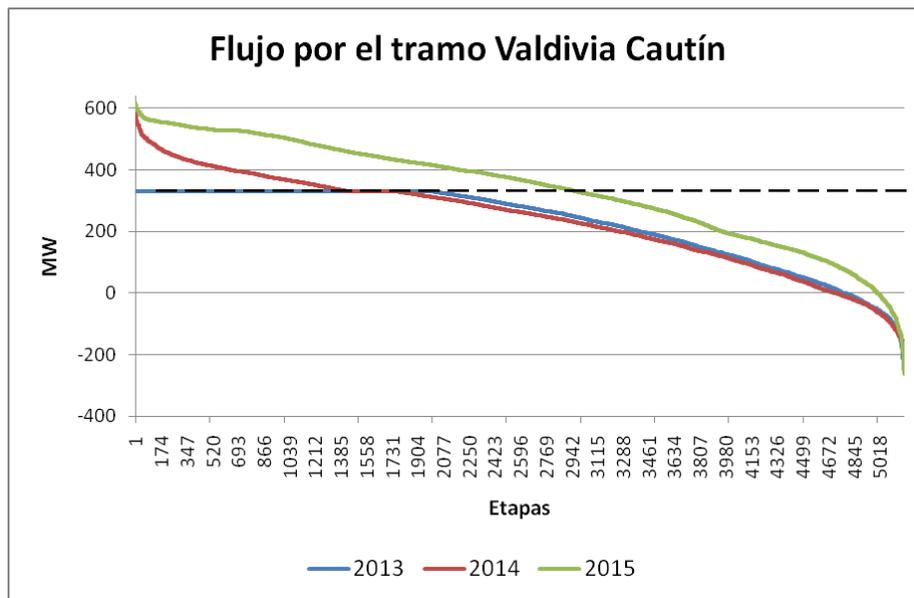
### 7.3.4 Efecto en el plan de obras existente

Como pudimos observar en la Figura 7-16 se produce una congestión importante del tramo Valdivia – Cautín. Lo anterior hace necesario evaluar un aumento de la capacidad del doble circuito adicional propuesto en el plan de obras. De esta forma, en vez de circuitos con capacidad de 166 MW, la expansión será con circuitos de 300 MW. Este aumento de capacidad a la expansión existente produce un aumento en el VATT de 0.994 millones de US\$ para el tercer circuito y de 0.298 millones de US\$ para el cuarto aproximadamente (Ver Anexo E.2).

Al simular ambos casos, con y sin aumento de la capacidad del tercer y cuarto circuito, obtuvimos una mejora en el costo de operación total del sistema de 1.42

millones de US\$ según salidas del Ose2000. Por lo tanto, se justifica desde el punto de vista económico realizar esta expansión.

Los flujos por las líneas en esta situación son mostrados en la Figura 7-23.



**Figura 7-23.** Flujos al aumentar la capacidad del tramo Valdivia – Cautín

Como vemos en la Figura 7-23, al conectar el cuarto circuito en Julio del 2014, el problema de la congestión en el año 2015 queda solucionado. Sin embargo, el alto grado de congestión en el año 2013 aún persiste. Esto se debe a que, por criterio de seguridad N-1, la capacidad del tercer circuito no se ve reflejada hasta el año 2014 con la entrada del cuarto. Luego, este circuito debe entrar en el año 2013 y de esa forma, solucionar el problema de la congestión.

Por lo tanto, se hace necesario adelantar la entrada del cuarto circuito al año 2013 para aliviar el tramo Valdivia – Cautín. Esto significa un aumento del costo de 1 millón de US\$ aproximadamente en valor presente de Abril del 2007 (ver Anexo E.2), mientras que la reducción del costo de operación del sistema debido a este

adelanto de la obra es de 1.35 millones de dólares en valor presente según salida Ose2000.

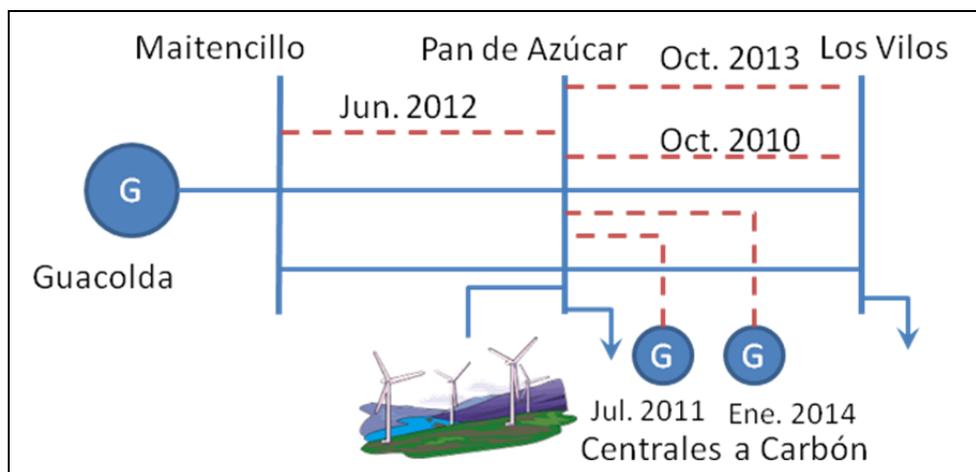
En conclusión, al conectar el parque eólico se modifica el plan de obras original que consistía en la conexión de un tercer y cuarto circuito con una capacidad de 166 MW cada uno, entrando el 2010 y el 2014. Ahora la expansión óptima corresponde a circuitos de 300 MW entrando el 2010 y el 2013.



años siguientes y debido a la conexión de centrales a carbón en Pan de Azúcar, los flujos por el tramo Maitencillo – Pan de Azúcar cambian de sentido.

Es importante mencionar que debido a la gran cantidad de centrales que se conectarán en esta zona según el plan de obras de la CNE, hace que sea necesario contar con importantes refuerzos. En particular, el plan de obras de transmisión utilizado en este caso será distinto al propuesto por la CNE y estará de acuerdo a los proyectos de centrales térmicas según el informe de precio de nudo (CNE, 2007).

El plan de obras a utilizar en este caso se muestra a continuación:



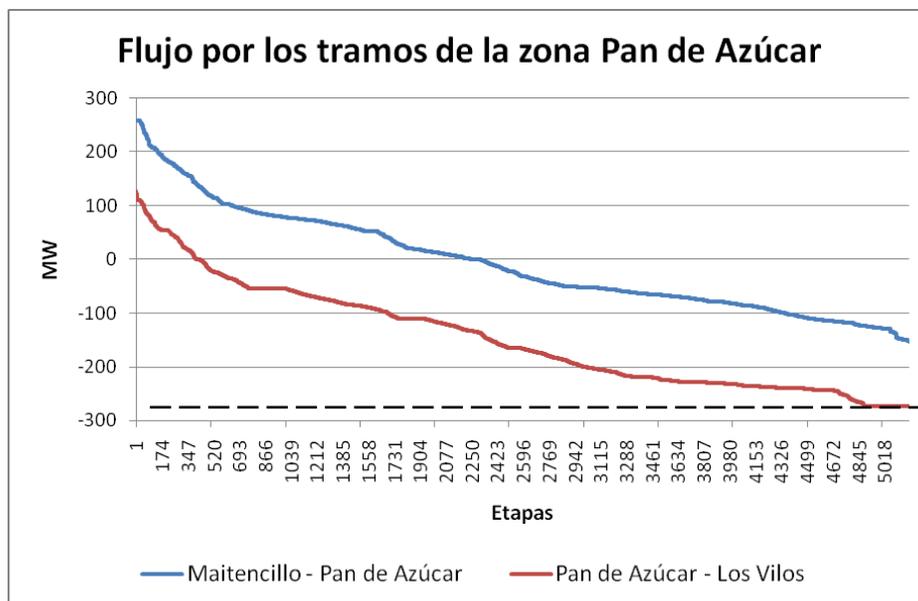
**Figura 7-25.** Plan de obras inicial en caso Pan de Azúcar

Cada circuito, los existentes y los nuevos, presentan una capacidad del orden de los 220 MW aproximadamente y la central a carbón que entra en Julio del 2011 es de 250 MW y la de Enero del 2014 de 400 MW.

Por lo tanto, el parque se conectará a un sistema que tendrá importantes refuerzos de generación y transmisión, por lo que sus efectos en el plan de obras de transmisión serán menores.

#### 7.4.2 Situación con plan de obras existente

En la Figura 7-26 vemos los flujos por las líneas de la zona de interés antes de conectar el parque eólico. Es posible apreciar que se produce una leve saturación en el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos.

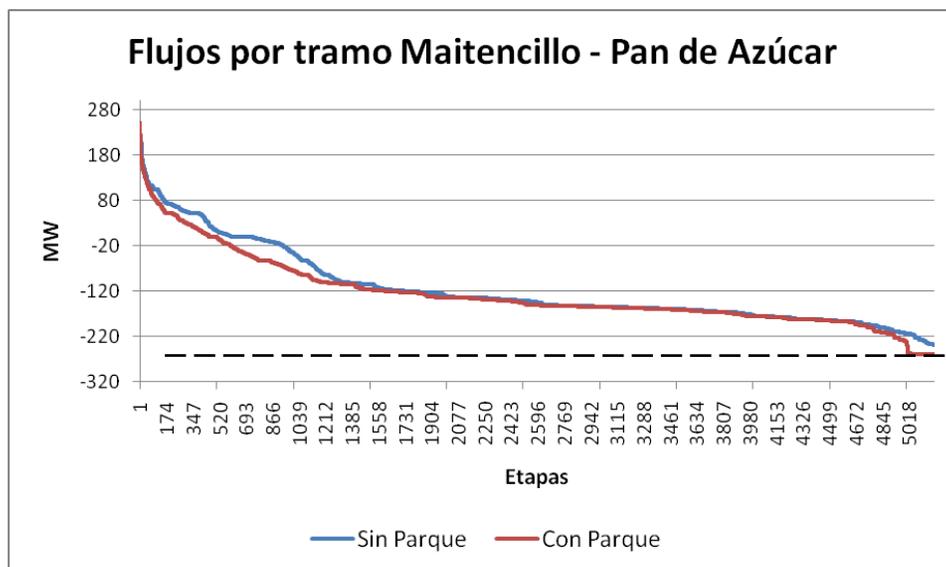


**Figura 7-26.** Flujos zona Pan de Azúcar para el año 2009

Por lo tanto, en estas condiciones la conexión del parque ayudará a descongestionar la línea Pan de Azúcar – Los Vilos pues inyecta en contra del sentido del flujo.

Sin embargo, la entrada de centrales a carbón en Pan de Azúcar provoca que los flujos se inviertan a partir del año 2011 y por lo tanto, el parque contribuye a la saturación.

En la Figura 7-27 se muestra la saturación del tramo Maitencillo – Pan de Azúcar en el 2011 debido a la conexión del parque eólico.

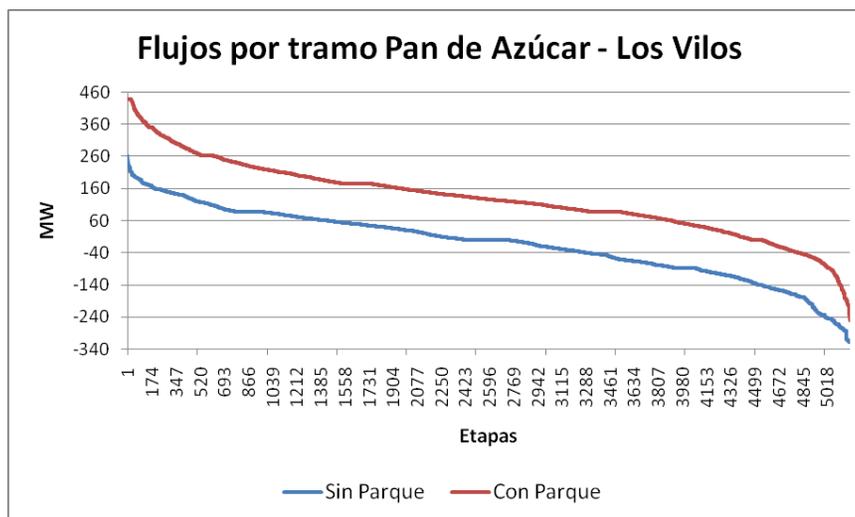


**Figura 7-27.** Flujos por tramo Maitencillo – Pan de Azúcar en el año 2011

Sin embargo, esta congestión mostrada en la Figura 7-27 desaparecerá cuando entre el tercer circuito en Junio del 2012.

Similarmente, para el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos, la conexión del parque produce una pequeña saturación a partir del año 2011, la cual desaparece debido a la conexión de una central a carbón en el nodo Los Vilos en el año 2015.

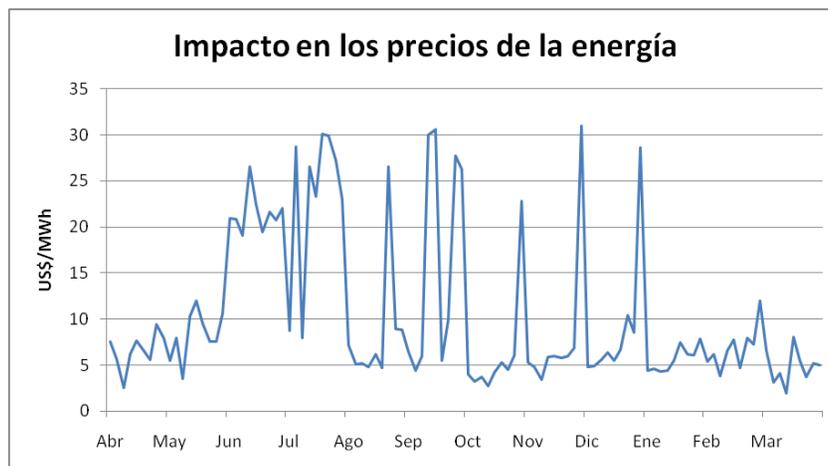
En la Figura 7-28 podemos apreciar el fuerte nivel en el aumento de los flujos por el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos al conectar el parque eólico, lo que indica que la mayor parte de la energía entregada por el parque se transmite por este tramo. Esto se debe a que inyecta en la dirección de los flujos y la diferencia observada en esta figura corresponde prácticamente a toda la energía eólica generada.



**Figura 7-28.** Flujo por el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos para el año 2012

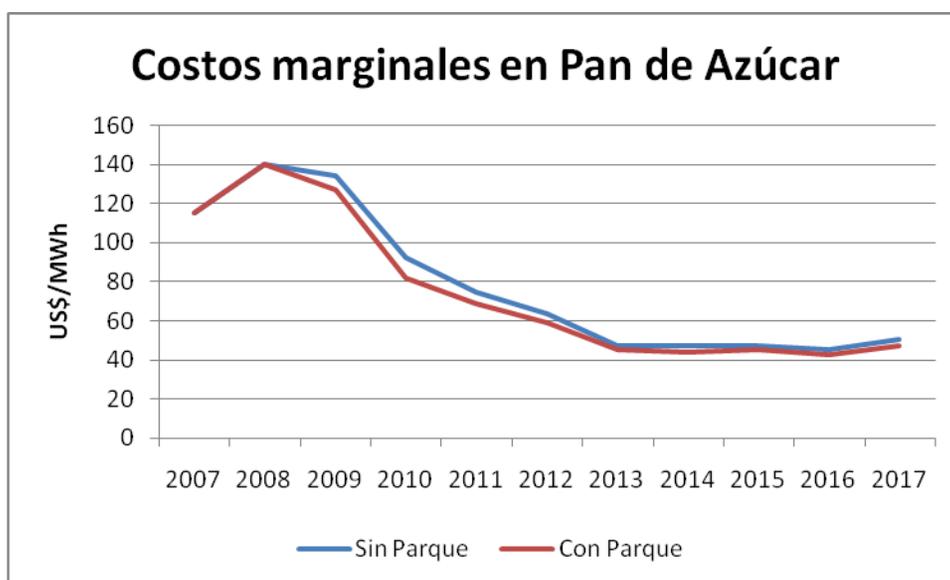
### 7.4.3 Impacto en precios de energía y centrales termoeléctricas

Debido a la dirección de los flujos en el tramo Pan de Azúcar – Los Vilos hasta el año 2010, el efecto de la conexión del parque producirá un impacto considerable en los precios de la energía, ya que inyecta en contra del sentido de los flujos ayudando a descongestionar el sistema. En la Figura 7-29 vemos la reducción en el costo marginal producida en el año 2010 en la barra Pan de Azúcar, la cual alcanza los 30 US\$/MWh



**Figura 7-29.** Reducción de costos marginales en Pan de Azúcar para el año 2010

Sin embargo, como la dirección de los flujos cambia a partir del año 2011 debido a la entrada de centrales a carbón en Pan de Azúcar, el parque comienza a inyectar en el sentido de los flujos y por consiguiente, su efecto en los precios de la energía disminuye considerablemente con respecto a los años anteriores al 2011, tal como se muestra en la Figura 7-30



**Figura 7-30.** Costos marginales en Pan de Azúcar

En la Figura 7-30 observamos una disminución del costo marginal promedio en el año 2010 de 10.4 US\$/MWh.

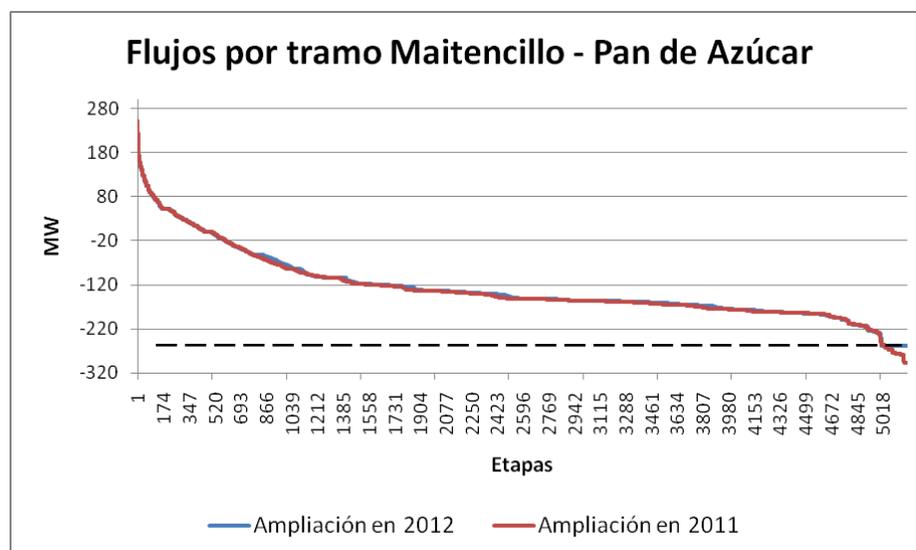
Por lo tanto, la disminución de los costos marginales provocados por la conexión del parque en Pan de Azúcar impacta fuertemente en los ingresos de la central Guacolda. En particular, se produjo una reducción del 6.4% de sus ingresos según salidas Ose2000.

A diferencia de las centrales de embalse, las termoeléctricas no pueden almacenar los excedentes de energía eólica. Por lo tanto, si no se pudiera transmitir toda la

energía la central térmica debería ser despachada en un menor nivel afectando sus ingresos.

#### 7.4.4 Efecto en el plan de obras existente

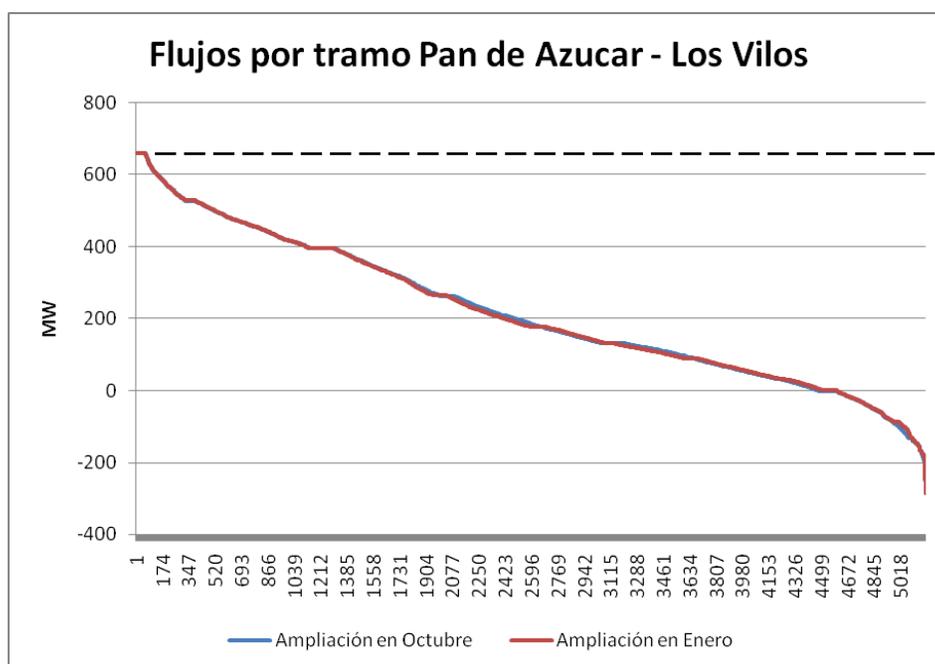
En el tramo Maitencillo – Pan de Azúcar es donde el parque produce una mayor saturación a partir del año 2011. Sin embargo, el plan de obras contempla un tercer circuito en el año 2012. Si adelantamos esta expansión para el 2011 la congestión desaparece por este tramo, tal como se muestra en la Figura 7-31.



**Figura 7-31.** Efecto en los flujos de adelantar el tercer circuito en año 2011

El tercer circuito tiene un VATT de 5.7 millones de US\$ aproximadamente (ver Anexo E.3). Luego, adelantar esta obra desde el 2012 al 2011 tendría un costo aproximado de 3.5 millones de dólares en valor presente a Abril del 2007. Por otra parte, desde el punto de vista operacional, el adelanto del tercer circuito produce un beneficio de 0.75 millones de US\$ aproximadamente según salidas Ose2000, por lo cual no se justifica esta inversión.

En forma análoga, es posible adelantar el cuarto circuito de Pan de Azúcar – Los Vilos de Octubre del 2013 a Enero del mismo año, tiene un costo aproximado de 0.9 millones de US\$ en valor presente (ver Anexo E.3), lo que produce un beneficio de 1.02 millones de US\$ según salidas Ose2000. Por lo tanto, económicamente se justifica adelantar el cuarto circuito.



**Figura 7-32.** Flujos al adelantar cuarto circuito en 9 meses

La gran diferencia del valor, entre adelantar el tercer circuito de Maitencillo – Pan de Azúcar y el cuarto circuito entre Pan de Azúcar – Los Vilos, se debe a que este último aprovecha las economías de escala del tercer circuito existente construido en el 2010.

Como vemos en la Figura 7-32, la diferencia en los flujos es muy baja. Esto se debe a que los flujos mayores se producen después de Octubre de 2013 por lo que el adelantar el cuarto circuito no produce grandes cambios. No obstante, desde el punto de vista económico se justifica la expansión.

Por lo tanto, la conexión del parque eólico en Pan de Azúcar produjo que el cuarto circuito entre Pan de Azúcar y Los Vilos se adelantara 9 meses, modificando así el plan de obras existente.

Sin embargo, es importante destacar que el modelo Ose2000 entrega un diagnóstico general de donde y cuando será necesario realizar la expansión con criterios principalmente económicos y basado en un flujo de potencia en corriente continua. En una segunda etapa de la evaluación de cualquier proyecto real, se requiere efectuar un análisis técnico para verificar el correcto funcionamiento de la expansión elegida. Esto es de gran importancia cuando se estudian líneas largas como en este caso (Pan de Azúcar – Los Vilos), donde se hace necesario realizar estudios con flujos en corriente alterna para verificar el cumplimiento de la norma técnica y la estabilidad del sistema al agregar este nuevo proyecto.

## **8 CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS**

En el presente trabajo se ha desarrollado con éxito una metodología que permite incorporar la energía eólica en la planificación del sistema de transmisión.

Uno de los aportes más significativos de la presente investigación consistió en la representación de fenómenos de corto plazo, como las variaciones horarias del viento, en estudios de largo plazo (10 ó 15 años) como los de planificación de la transmisión. Además, es preciso resaltar que esta representación se realizó en el esquema de un modelo de programación hidrotérmica que utiliza la técnica de Programación Dinámica Estocástica Dual, por lo que los efectos de la aleatoriedad hidrológica y el acoplamiento inter-temporal producido por múltiples embalses, también es considerado.

En particular, se aplicó una modelación matemática para representar las variaciones del viento de largo plazo basados en las mediciones históricas y rescatando los patrones estacionales propios de un lugar determinado.

Además, se realizó una modelación en el programa Ose2000 capaz de reflejar las variaciones horarias del viento, lo cual se logró satisfactoriamente gracias a un nuevo tratamiento de la generación y demanda implementado en este programa.

El desarrollo realizado se utilizó para estudiar los impactos producidos al conectar grandes parques a la red eléctrica en el principal sistema interconectado de Chile. Se analizaron tres situaciones distintas. En una primera instancia, se estudió la conexión en una zona del sistema más aislada, de tal forma de poder evaluar, de forma más independiente, los impactos de la conexión de un parque eólico y dejar fuera los efectos producidos por otros factores, tales como la conexión de centrales convencionales o nuevas expansiones de transmisión contempladas en el plan de obras original. Posteriormente, el parque se conectó al sistema de transmisión troncal en lugares donde

existía una fuerte presencia de generación hidroeléctrica con centrales de embalse y también donde el sistema era predominantemente térmico, de tal forma de estudiar ambas situaciones.

Conjuntamente, se analizó cómo desde el punto de vista privado las inversiones requeridas por la conexión del parque eólico son mucho más sensibles a las restricciones de transmisión que desde el punto de vista social. Además, se estudió el impacto operacional producido por la incorporación de parques eólicos en el SIC, en particular, en los precios de la energía, en la operación de los embalses y en los ingresos de centrales convencionales hidroeléctricas y termoeléctricas.

Los ingresos de las centrales convencionales presentaron importantes disminuciones debido a varios factores. Por un lado nos encontramos con un aumento de la oferta de energía lo que produce una reducción de los precios en la zona, sumado al hecho de que la energía eólica tiene un costo variable cero. Por otra parte, la saturación de las líneas hace que se desacoplen económicamente los mercados y de esta forma, el precio de la energía disminuye donde existe una mayor generación. Además, la energía eólica que no era posible transmitir por las restricciones del sistema era absorbida por las centrales hidroeléctricas mediante la acumulación de agua, la cual puede ser utilizada en el futuro para optimizar la operación. Las centrales térmicas, en cambio, se ven mayormente afectadas pues dejan de ser despachadas debido a la sustitución de centrales más económicas y por lo tanto, la menor generación se traduce en ingresos que dejan de percibir.

Se realizaron diferentes estudios de planificación de la transmisión considerando explícitamente fuentes de generación eólica. Se analizaron nuevas obras, como los casos del seccionamiento o el tercer circuito en Rapel y los efectos en los planes de obras existentes, como lo ocurrido en el caso de Puerto Montt y Pan de Azúcar.

Para el caso de Rapel se obtuvo que desde el punto de vista privado, un parque de 150 MW hace necesario realizar un seccionamiento en Melipilla, mientras que uno de 200 MW requiere un tercer circuito. Sin embargo, desde el punto de vista social el tercer circuito se justificaba sólo con un parque de 400 MW. Además, se estudió el impacto de representar adecuadamente las variaciones horarias del viento comparándolo con una central que entregue la misma energía que el parque pero en forma constante, siendo este factor un elemento decisivo a la hora de realizar inversiones desde el punto de vista privado. En efecto, se demostró que para la conexión de un parque de 200 MW la modelación adecuada de las variaciones horarias del viento llevaba a realizar una inversión en transmisión desde el punto privado mientras que con la modelación como central constante no producía saturación alguna.

En Puerto Montt se obtuvo una modificación al plan de obras existentes, en particular, el fortalecimiento del tercer y cuarto circuito de Valdivia – Cautín y un adelantamiento de un año de la entrada en operaciones del cuarto circuito. Además, se obtuvo el efecto producido en los embalses el cual incluso se propaga hasta el Lago Laja.

En Pan de Azúcar y debido a las expansiones consideradas en el plan de obras existente, la conexión del parque eólico produjo un adelantamiento sólo en 9 meses del cuarto circuito Pan de Azúcar – Los Vilos.

Finalmente, el fuerte desarrollo de la energía eólica alrededor del mundo, hace que sea necesario contar con herramientas para planificar la operación y expansión de los sistemas eléctricos que modelen adecuadamente estas fuentes, en donde el presente trabajo contribuye en esta línea de investigación.

## **FUTUROS DESARROLLOS**

Las mediciones de viento para la explotación del recurso eólico es un tema relativamente nuevo en Chile, por lo que recién en los últimos años se están instalando torres de medición. La CNE ha realizado varios intentos para mejorar el conocimiento del recurso eólico del país, como el Proyecto EOLO en 1993 a cargo del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. En el año 2003 se realizó una puesta al día del proyecto EOLO en las zonas norte y centro del país, también a cargo de la Universidad de Chile y finalmente en el año 2005 se completó con la zona sur, proyecto encargado a Universidad de Magallanes. Sin embargo, los datos de viento recolectados no son tomados para la explotación del recurso eólico propiamente tal, sino más bien con fines meteorológicos, por lo que las metodologías de medición difieren de un lugar a otro. Sin embargo, esta recopilación de información es útil para detectar los puntos que presentan un potencial interesante. En estos lugares sería recomendable realizar mediciones para la explotación del recurso eólico, es decir, medir diferentes puntos del lugar, a alturas del orden de los 60 metros y por periodos de medición de dos años como mínimo y con estos datos realizar una modelación del viento.

Por otra parte, el tratamiento del recurso eólico en el Ose2000 es posible extenderla a otros tipos de fuentes renovables no convencionales, como la energía solar o la mareomotriz. Lo anterior es posible ya que la modelación realizada en el Ose2000, se representa cualquier tipo de fuentes generadores variables en términos horarios, no sólo eólica. Sin embargo, para realizar esto es necesario contar una modelación adecuada del recurso energético respectivo que sirva como entrada al modelo Ose2000.

En el presente trabajo, las variaciones de la velocidad del viento y los afluentes hidrológicos se consideraron independientes. Sin embargo, resultaría interesante estudiar las posibles relaciones entre estos dos factores. La idea consiste en modelar las dependencias en base a las matrices de afluentes ingresadas al Ose2000. Así, por

ejemplo, sería posible que para hidrologías húmedas los vientos sean más fuertes y de esta forma, la variabilidad en el sistema sería más grande. Por otra parte, si los vientos fuertes ocurren en hidrologías secas, disminuiría el impacto de una sequía dependiendo del nivel de la generación eólica instalada.

## BIBLIOGRAFÍA

Buygi, M.O., Balzer, G., Shanechi, H. M. y Shahidehpour, M. (2004). Market-Based Transmission Expansion Planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, 19 (4), 2060-2067.

Lee, C. W., Ng, S. K. K., Zhong, J. y Wu ,F. F. (2006). Transmission Expansion Planning From Past to Future. *IEEE Power Syst. Conf. and Exposition PSCE 2006*, 257-265.

Escobar, A. H., Gallego, R. A. y Romero, R. (2004). Multistage and Coordinated Planning of the Expansion of Transmission Systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, 19 (2), 735-744.

Buygi, M. O., Balzer, G., Shanechi, H. M. y Shahidehpour, M. (2003). Transmission Planning Approaches in Restructured Power Systems. *Proc. 2003 IEEE Power Tech Conf.*

Romero R., Monticelli, A., Garcia, A. y Haffner, S. (2002). Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 149, 27-36.

Fang R. y Hill, D. J. (2003). A New Strategy for Transmission Expansion in Competitive Electricity Markets, *IEEE Trans. Power Syst.*, 18 (1), 374-380.

Silva, I., Rider, M. J., Romero, R. y Murari, C. A. F. (2006). Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand. *IEEE Trans, Power Syst.*, 21 (4), 1565-1573.

Sozer, S., Park, C. S., Valenzuela, J. (2006). A Transmission Expansion Planning Model for Restructured Markets, Auburn University.

Alvarez J., Ponnambalam, K. y Quintana, V. H. (2006). Transmission Expansion Under Risk using Stochastic Programming, *9<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Estocolmo, Suecia.

Gil, H. A., da Silva, E.L. (2001). A reliable approach for solving the transmission network expansion planning problem using genetic algorithms. *Electr. Power Syst. Res.* 58, 45-51.

Yang, N. y Wen, F. (2005). A chance constrained programming approach to transmission system expansion planning. *Electr. Power Syst. Res.*, 75, 171-177.

Levi, V. A., Calovic, M. S. (1991). A new decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks, *IEEE Trans. Power Syst.*, 6 (3), 937-943.

Latorre, G., Cruz, R. D., Aleiza, J.M. y Villegas, A. (2003). Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, 18 (2), 938-946.

Sanhueza, G. (2002). *Estudio sobre la planificación de la expansión a 10 años del sistema de transmisión del SIC*. Memoria de Título, Departamento de Electricidad, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile.

Wiik, J., Gjerde, G., Gjengedal, T. y Gustafsson, M. (2002). Steady state power system issues when planning large wind farms. *IEEE Power Engineer Society Winter Meeting*, 1, 199-204.

Zhao, M., Chen, Z. y Blaabjorg, F. (2005). Probabilistic Capacity of a Grid connected Wind Farm. *Industrial Electronics Society*, 1-6.

Sveca, J. y Söder, L. (2003). Wind Power Integration in Power Systems with Bottleneck Problems. *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 2, 1-7.

Billinton, R. y Wangdee, W. (2007). Reliability-Based Transmission Reinforcement Planning Associated With Large-Scale Wind Farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1), 34-41.

Matevosyan, J. (2004). Wind power in areas with limited export capability. Tesis de Licenciatura, Royal Institute of Technology, Estocolmo, Suecia.

Hamilton, R., Lehr, R., Olsen, D., Nielsen, J., Acker, T., Milligan, M., et al. (2004). Integrating Wind into Transmission Planning: The Rocky Mountain Area Transmission Study. *Global WindPower Conference*, 1-26.

Drayton, G., McCoy, M., Pereira, M., Cazalet, E., Johannis, M. y Phillips, D. (2004). Transmission Expansion Planning in the Western Interconnection – The Planning Process and the Analytical Tools that will be needed to do the Job. *Power Systems Conference and Exposition*, 3, 1556 – 1561.

Newham, N., Wood, A. (2007). Transmission Investment Planning using SDDP. *Universities Power Engineering Conference AUPEC 2007*, 1-5

Araneda, J. (2002). *Foundations of Pricing and Investment in Electricity Transmission*. MPhil Thesis, Department of Electrical Engineering and Electronics, University of Manchester Institute of Science and Technology (UMIST), Inglaterra.

*Ley de Energías Renovables vigente en Alemania.* (2000). Recuperado el 5 de marzo de 2008, de [www.acera.cl](http://www.acera.cl).

Pereira, M., Campodónico, N. y Kelman, R. (1998). Long-term hydro scheduling based on stochastic models. *EPSOM'98*, Zúrich, Suiza.

Pereira, M.V.F. y Pinto, L.M.V.G. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Springer Mathematical Programming*, 52(2), 359-375.

Gorenstin, B. G., Campodónico, Costa, N. M., J. P. y Pereira, M.V.F. (1991). Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints. *Power Industry Computer Application Conference*, 127-133

Torres, R. (2006). *Modelo de coordinación hidrotérmica multinodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo*. Tesis de Magíster, Universidad de Chile, Santiago, Chile

KAS Ingeniería. (2007). *Modelo Multinodal Hidrotérmico Ose2000: Manual de Uso*. Santiago, Chile.

Manwell, J. F., McGoman, J. G. y Rogers, A. L. (2002). *Wind energy explained-theory, design and application*. (1a.ed.). Chichester: Wiley

Kennedy, S. y Rogers P. (2003). A Probabilistic Model for Simulating Long-Term Wind-Power Output. *Wind Engineering*, 27(3), 167-181

CERE – UMAG. (2005). *Mejoría del Conocimiento y Administración de la Información Eólica en Chile*. Preparado para la Comisión Nacional de Energía, Universidad de Magallanes, Chile.

Vestas. (2002). V80 – 2.0 MW. Catálogo Aerogenerador.

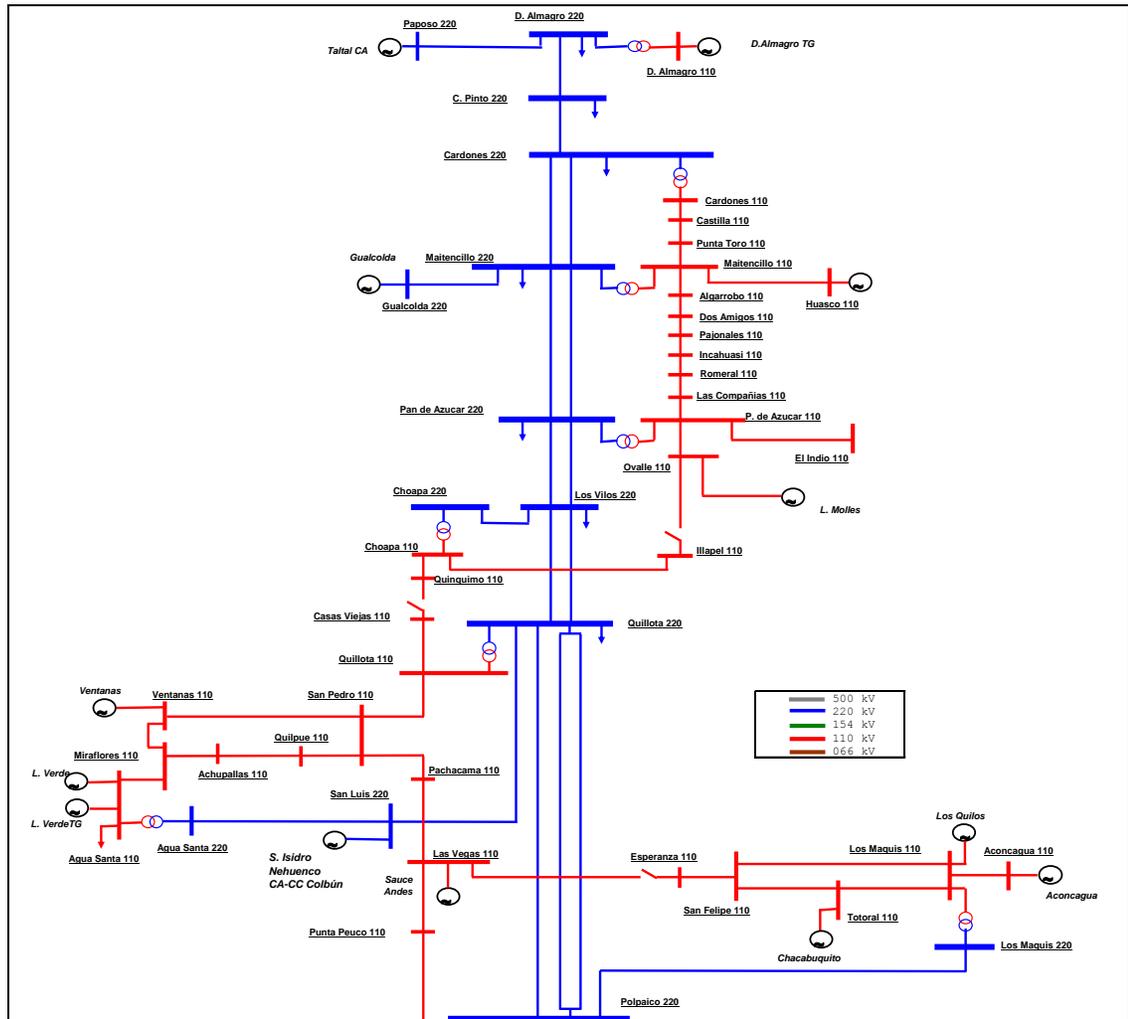
Czisch, G. y Ernst, B. (2001). High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example. American Wind Energy Association, Estados Unidos.

CNE. (2007). Fijación de precios de nudo Abril de 2007 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo. Santiago, Chile

Araneda, J. (2008). Curso: Transmisión Eléctrica, Planificación y Costos. Magister en Economía Energética. Universidad Técnica Federico Santa María. Santiago, Chile.

**ANEXOS**

**ANEXO A: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SIC DE REFERENCIA**



**Figura A-1. Diagrama unilineal SIC – Zona Norte**

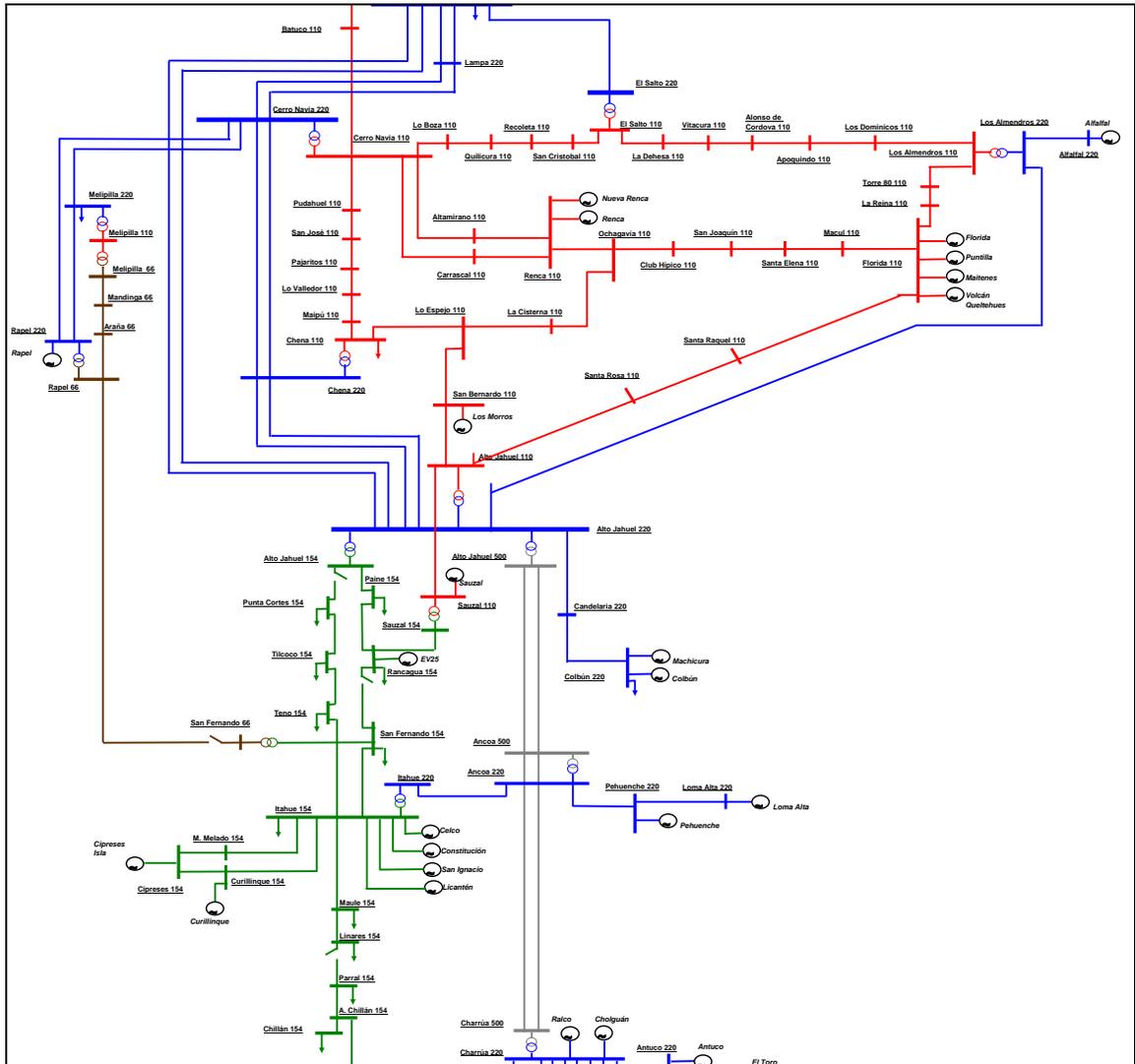


Figura A-2. Diagrama unilineal SIC – Zona Centro

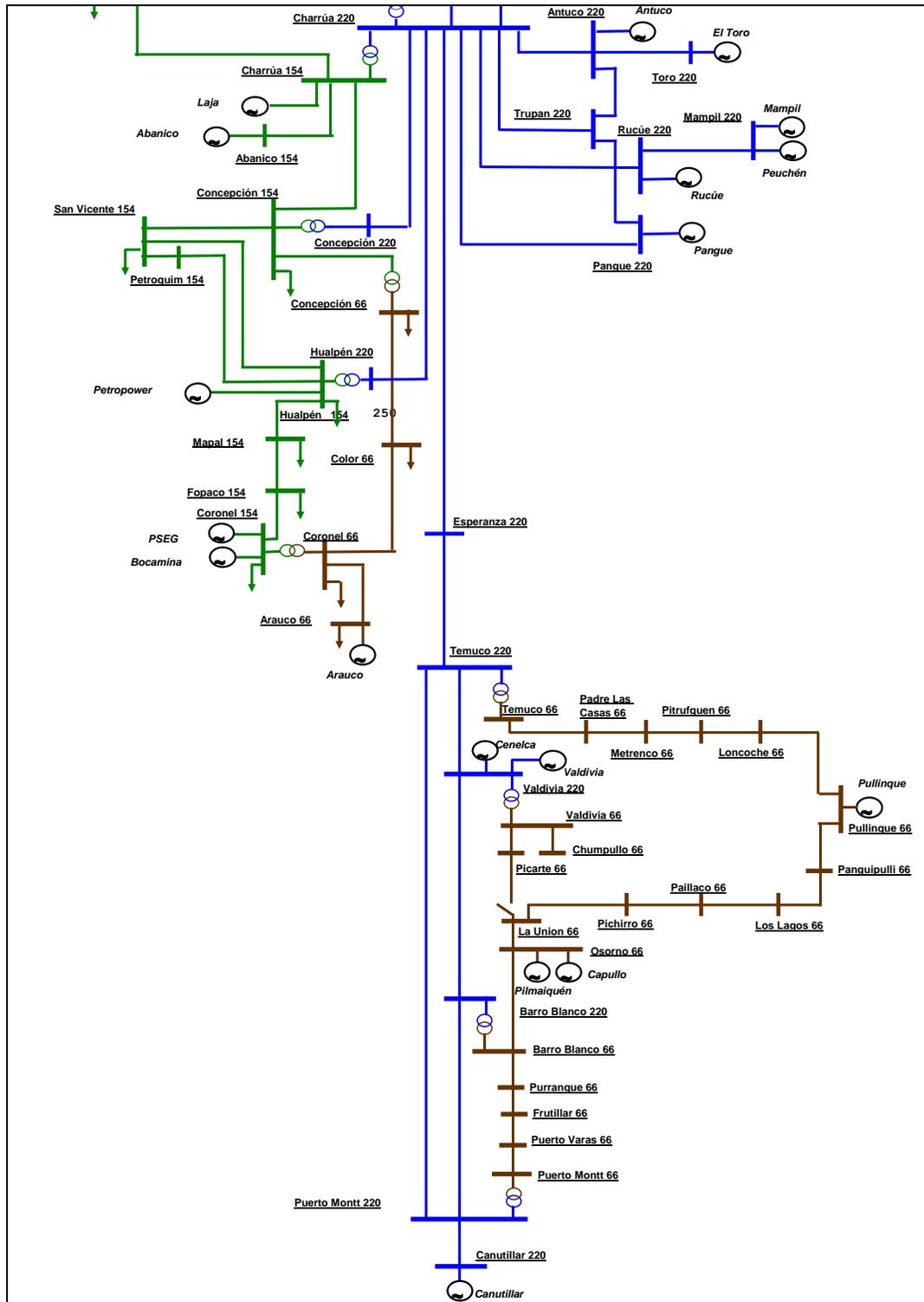


Figura A-3. Diagrama unilineal SIC – Zona Sur

## ANEXO B: LA MODELACIÓN DEL OSE2000

A continuación se presenta el detalle de la modelación del sistema eléctrico y sus componentes en el programa Ose2000.

### B.1 Unidades Generadoras

Las unidades generadoras las podemos clasificar en:

- Unidades Generadoras Térmicas,
- Unidades Generadoras Hidráulicas de Embalse,
- Unidades Generadoras Hidráulicas de Pasada,
- Unidades Generadoras Hidráulicas de Falla.

Adicionalmente a la clasificación anterior encontramos las centrales series y virtuales cuya descripción en detalle es mostrada en KAS Ingeniería (2007).

En términos generales las unidades generadoras cuentan con tres tipos de estructuras de datos asociadas.

- Estructura de parámetros: Datos básicos e invariables en horizonte de optimización.
- Estructura de mantenimientos: Datos variables en el horizonte de optimización.
- Estructura de datos variantes: Datos variables a lo largo del año.

#### B.1.1 Centrales Térmicas

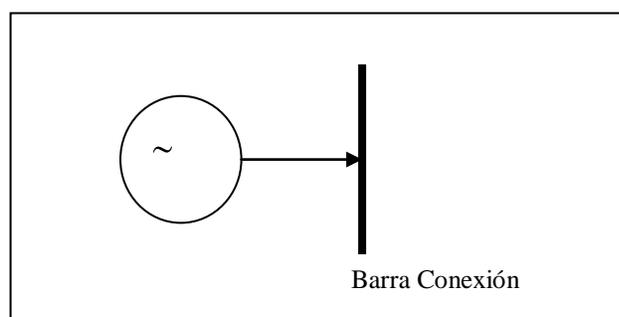
Las centrales termoeléctricas son representadas por su capacidad de generación y su costo variable. Este costo se determina como:

$$C_{Var} = \eta * C_{VarCom} + C_{VarNoCom} \quad (B.1)$$

Donde:

- $C_{Var}$  : Costo variable unidad.  
 $\eta$  : Rendimiento térmico de la turbina.  
 $C_{VarCom}$  : Costo variable combustible.  
 $C_{VarNoCom}$  : Costo variable no combustible.

La modelación de estas centrales en el sistema es la siguiente:



**Figura B-1.** Modelación de centrales térmicas

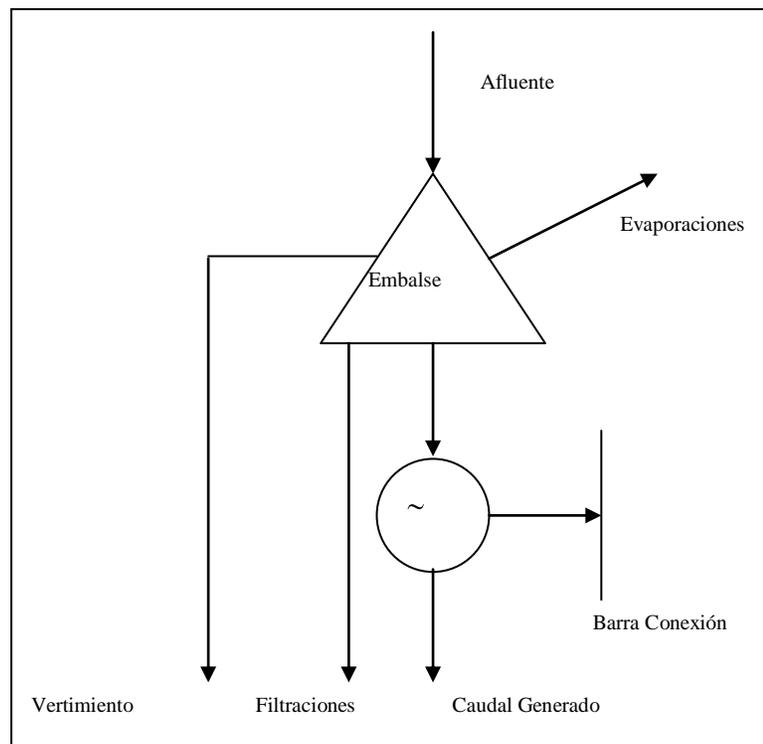
Las centrales térmicas tienen asociadas las siguientes estructuras de datos:

- Datos parámetros básicos e invariantes: nombre, empresa, etc.
- Datos mantenimientos: típico o no típico, conectividad, costo variable, potencia máxima y mínima, etc.
- Datos variables en el año: costo variable combustible

Además, el programa Ose2000 permite modelar la optimización de centrales térmicas que utilizan dos tipos combustibles para su operación, donde se realiza una optimización en el despacho económico de las unidades térmicas para mejorar la utilización del combustible principal.

### B.1.2 Centrales de Embalse

Las centrales de embalse son representadas mediante el balance hidráulico asociado a los afluentes, al caudal generado, al vertimiento, a las evaporaciones y las filtraciones según es mostrado a continuación:



**Figura B-2.** Modelación de centrales de embalse

La ecuación de balance hidráulico asociada es:

$$Q_{Gen} + Q_{Ver} + Q_{Fil} + Q_{Eva} + Q_{Reg} = Q_{Afl} + Q_{Def} \quad (B.2)$$

Donde:

$Q_{Gen}$  : Caudal generado.

$Q_{Ver}$  : Caudal vertido.

$Q_{Fil}$  : Caudal filtrado.

$Q_{Eva}$  : Caudal evaporado.

$Q_{Reg}$  : Caudal regulado.

$Q_{Afl}$  : Caudal afluente, hoya intermedia y operación de embalses o series aguas arriba.

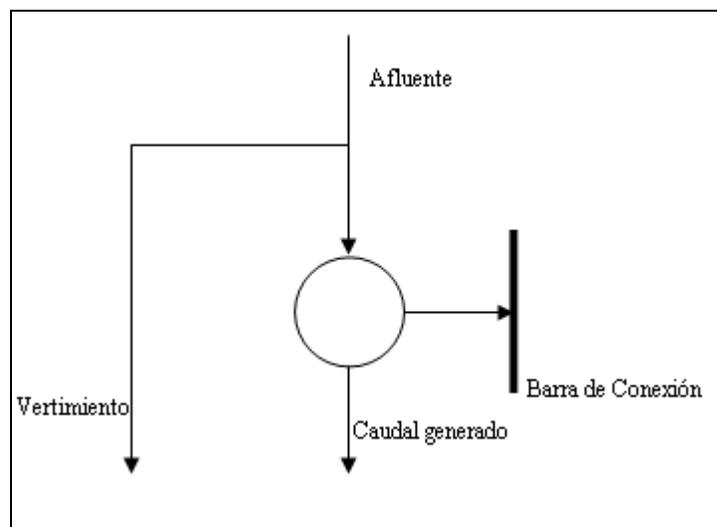
$Q_{Def}$  : Caudal de déficit.

El caudal de déficit, representa un afluente ficticio al embalse de alto costo variable y se utiliza para dar factibilidad al problema durante la convergencia del algoritmo de relajación.

### B.1.3 Centrales de Pasada

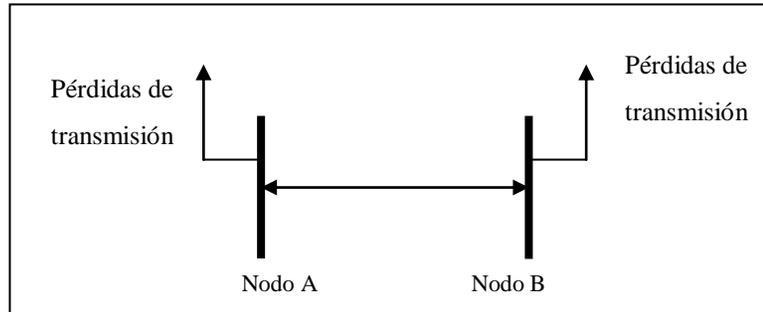
La representación interna de este tipo de central se realiza mediante una central térmica equivalente, donde su caudal generable, es el mínimo entre el afluente y el caudal máximo generable.

El esquema de conectividad de este tipo de centrales es mostrado a continuación:



**Figura B-3.** Modelación de centrales de pasada





**Figura B-5.** Modelación del sistema de transmisión

La aproximación lineal de las pérdidas se construye aproximando la función de pérdidas que circula por un tramo:

$$P_T = \frac{R}{V^2} \cdot f^2 \quad (\text{B.3})$$

Ahora bien, si linealizamos esta expresión por tramos y la aproximamos utilizando secantes, tenemos:

$$P_T = A_i \cdot (f - f_i) + B_i \quad \left\{ \begin{array}{l} f_i \leq f \leq f_{i+1} \\ 1 < i \leq N_T \end{array} \right.$$

Siendo :

$$A_i = \frac{R}{V^2} \cdot \frac{(2 \cdot i - 1)}{N_T} \cdot \hat{f} \quad (\text{B.4})$$

$$B_i = \frac{R}{V^2} \cdot f_i^2$$

$$f_i = \frac{i \cdot \hat{f}}{N_T}$$

Donde:

$\hat{f}$  : Flujo máximo.

R : Resistencia.

$N_T$  : Numero de tramos.

### **B.3 Modelación de la Demanda**

La demanda se ha modelado considerando dos componentes, una que representa la demanda industrial y la otra que representa la demanda vegetativa.

La demanda industrial se representa por barra, se asocia también una tasa de crecimiento anual a cada barra y se distribuyen mediante factores en la curva de duración (en el presente trabajo se utilizó la curva de carga ordenada en vez de la curva de duración según lo explicado en el capítulo 6), estos factores son únicos para este tipo de demanda. La demanda vegetativa se representa mediante una demanda anual y una tasa de crecimiento, más factores de distribución por barra y factores que distribuyen estas demandas en la curva de duración.

Las demandas son representadas en términos de potencia o energía y los factores de repartición son porcentuales.

### **B.4 Modelación del horizonte de Planificación**

El horizonte de planificación es modelado en forma altamente flexible. Las etapas pueden ser una combinación de etapas de características semanales, mensuales, trimestrales o anuales.

Los datos de afluentes, demandas y mantenimiento se ajustan automáticamente a la duración de las etapas. Si la etapa es de duración mayor a los datos estos se promedian en forma ponderada a la duración de la representación de los datos. Si los datos son de duración mayor a la de una etapa, estos se repiten en las etapas que abarcan el periodo de duración de los datos.

En el caso de las líneas del sistema de transmisión, se realiza un tratamiento especial para el mantenimiento de líneas y la etapa de entrada en operación de esta, cuando estas etapas son de mayor duración que el mantenimiento o el período de entrada en operación. Los parámetros de las líneas son modificados de forma de permitir representar los flujos medios correctamente cuando existen otras líneas en paralelo.

## ANEXO C: CÓDIGO MATLAB APROXIMACIÓN POR BLOQUES

```

function Aproximacion(X,M) %X vector que se quiere aproximar, M
número de                               bloques
N = length(X);
if M > N,
    error(['El numero de aproximaciones no debe exceder el numero
de ', ...
        'valores originales'])
end

if M == 1,
    disp(['Vector Optimo: ', num2str(mean(X)),'])
    disp(['Posiciones: ', num2str([N]),'])
    disp(['Error Cuadratico: ', num2str(std(X)),'])
    return
elseif M == N,
    disp(['Vector Optimo: ', num2str(X),'])
    disp(['Posiciones: ', num2str([1:N]),'])
    disp(['Error Cuadratico: ', num2str(0),'])
    return
else
    TSet = combntns(1:N-1, M-1); %enumera el conjunto de
posibildiades
end
IMax = size(TSet,1);
Z = zeros(1,M);
EMin = Inf;

Wb = waitbar(0, 'Calculando...');
for I = 1:IMax,
    T = TSet(I,:);
    E = 0;
    for J = 1:M,
        switch J
            case 1
                Z(J) = mean(X(1:T(1)));
                E = E + sum((X(1:T(1)) - ...
                    Z(J)*ones(1,T(1))).^2);
            case M
                if T(M-1) ~= N,
                    Z(J) = mean(X(T(M-1)+1:N));
                    E = E + sum((X(T(M-1)+1:N) - ...
                        Z(J)*ones(1,N-T(M-1))).^2);
                else
                    Z(J) = 0;
                end
            otherwise
                Z(J) = mean(X(T(J-1)+1:T(J)));
                E = E + sum((X(T(J-1)+1:T(J)) - ...
                    Z(J)*ones(1,T(J)-T(J-1))).^2);
        end
    end
end

```

```
        end
    end
    E = sqrt(E);
    if EMin > E,
        Y = Z;
        EMin = E;
        if T(1) ~= 1,
            TMin = [1,T];
        end
        if T(M-1) ~= N,
            TMin = [T,N];
        end
    end
    end
    waitbar(I/IMax, Wb);
end
close(Wb)

disp(['Vector Optimo: ', num2str(Y),'])
disp(['Posiciones: ', num2str(TMin),'])
disp(['Error Cuadratico: ', num2str(EMin),'])
```

## **ANEXO D: APLICACIONES DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN**

### **D.1 Estudio de Transmisión Troncal**

El Estudio de Transmisión Troncal (ETT) determina las inversiones de transmisión que se requerirán para los próximos 4 años.

En el ETT se utilizó el modelo de simulación SDDP para los estudios de abastecimiento, determinación del despacho económico de las unidades, flujos en líneas y determinación del costo total de abastecimiento.

La modelación de la demanda en este estudio se consideró a nivel de 301 subestaciones de 66 kV a 220 kV. Sin embargo, en el modelo SDDP se representaron solamente 38 barras con demanda (de un total de 50 definidas en el modelo). Para tomar en cuenta las pérdidas en las partes del sistema de transmisión no representado en el modelo, la demanda se incrementó en un 3% (criterios establecidos por el consultor que realizó el estudio).

Además, la demanda se trabajó utilizando una aproximación de 4 bloques a la curva de duración mensual.

En lo que respecta al sistema de transmisión, se consideraron 88 tramos, los cuales comprenden líneas y transformaciones existen y futuras que conectan los 50 nodos modelados.

La simulación de la operación se realizó para un horizonte de tiempo de 10 años, desde Abril del 2006 hasta Abril del 2016.

La aleatoriedad hidrológica se representó utilizando una estadística de caudales mensuales entre los años 1962 y 2002.

## **D.2 Estudio de Subtransmisión**

El estudio de subtransmisión calcula el valor anual de los sistemas de subtransmisión (que determina su remuneración), el cual se basa en las instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un periodo de 4 a 10 años, minimizando el costo actualizado de inversión, operación y falla.

En este estudio se utilizó el modelo Ose2000 para las simulaciones. Se modeló el sistema con bastante detalle, llegando incluso a niveles de distribución.

Se definieron cerca de 950 barras, de las cuales más de 346 corresponden a consumos. La demanda se representó por una aproximación de la curva de duración mensual de dos bloques.

La red de transmisión se modeló mediante más de 1000 tramos correspondientes a líneas y transformadores, tanto existentes como futuros.

El horizonte de la simulación fue de 4 años aproximadamente, partiendo en Octubre del 2005 hasta Abril 2010.

La aleatoriedad hidrológica se representó utilizando una estadística de caudales mensuales, y en algunos casos semanales, entre los años 1962 y 2005.

### **D.3 Fijación de Precios de Nudo, Abril 2007**

La CNE en los meses de Abril y Octubre de cada año realiza la fijación de precios de nudo y además, entrega planes de expansión de generación y transmisión indicativos. Estos precios son utilizados para fijar la tarifa de los clientes regulados. Para realizar la fijación, la CNE utiliza el modelo de simulación Ose2000

Se modelan 183 barras de las cuales 117 corresponden a consumos. La demanda se representa aproximando la curva de duración mensual por 2 bloques. En lo que respecta al sistema de transmisión, se consideraron 240 tramos, los cuales comprenden líneas y transformaciones, tanto existentes como futuros. Se modela hasta nivel de 66 kV.

La aleatoriedad hidrológica se representa utilizando una estadística de caudales mensuales, y en algunos casos semanales, entre los años 1960 y 2005. Adicionalmente, se agregan tres hidrologías para ficticias para representar situaciones extremas que podrían ocurrir en la realidad.

### **D.4 Planificación de la operación semanal del SIC**

La programación semanal de la operación del SIC es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Para ello, utiliza el programa de simulación de la operación óptima PLP.

El sistema se simula para horizontes de tiempo entre 1 y 2 años modelando 108 barras de las cuales 81 corresponden a consumos. El sistema de transmisión considera 166 tramos entre líneas y transformadores.

La demanda se modela con 5 bloques semanales para las primeras cuatro semanas y luego se considera 1 bloque mensual.

Por último, la aleatoriedad hidrológica se representa con la estadística de caudales semanales entre los años 1967 y 2006.

## ANEXO E: PARÁMETROS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

### E.1 Caso Rapel

Tabla E-1. Valorización tercer circuito Rapel – Cerro Navia

<b>Tercer circuito Rapel - Cerro Navia (193 MW)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Línea, conductor Flint	150,000	US\$/km
Servidumbre	60,000	US\$/km
Paños	3,000,000	US\$
Largo (Fuente: CNE)	115	km
VI	27,074,400	US\$
Factor de Anualización (30 años, 10%)	0.10608	
AVI	2,872,032	US\$
COMA	676,860	US\$
<b>VATT</b>	<b>3.549</b>	<b>MMUS\$</b>

### E.2 Caso Puerto Montt

Tabla E-2. Valorización tercer circuito Valdivia – Cautín

<b>Tercer circuito Valdivia - Cautín (166 MW)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Línea, conductor Flint	150,000	US\$/km
Servidumbre	60,000	US\$/km
Paños	3,000,000	US\$
Largo (Fuente: CNE)	152	km
VI	34,846,500	US\$
Factor de Anualización (30 años, 10%)	0.10608	
AVI	3,696,491	US\$
COMA	871,163	US\$
<b>VATT</b>	<b>4.568</b>	<b>MMUS\$</b>

Tabla E-3. Valorización cuarto circuito Valdivia – Cautín

<b>Cuarto circuito Valdivia - Cautín (166 MW)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Línea, conductor Flint	70,000	US\$/km
Servidumbre	0	US\$/km
Paños	3,000,000	US\$
Largo (Fuente: CNE)	152	km
VI	13,615,500	US\$
Factor de Anualización (30 años, 10%)	0.10608	
AVI	1,444,322	US\$
COMA	340,388	US\$
<b>VATT</b>	<b>1.785</b>	<b>MMUS\$</b>

**Tabla E-4.** Valorización nuevo tercer circuito Valdivia – Cautín

<b>Tercer circuito Valdivia - Cautín (300 MW)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Línea, conductor Greely	200,000	US\$/km
Servidumbre	60,000	US\$/km
Paños	3,000,000	US\$
Largo (Fuente: CNE)	152	km
VI	42,429,000	US\$
Factor de Anualización (30 años, 10%)	0.10608	
AVI	4,500,836	US\$
COMA	1,060,725	US\$
<b>VATT</b>	<b>5.562</b>	<b>MMUS\$</b>

**Tabla E-5.** Valorización nuevo cuarto circuito Valdivia – Cautín

<b>Cuarto circuito Valdivia - Cautín (300 MW)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Línea, conductor Greely	85,000	US\$/km
Servidumbre	0	US\$/km
Paños	3,000,000	US\$
Largo (Fuente: CNE)	152	km
VI	15,890,250	US\$
Factor de Anualización (30 años, 10%)	0.10608	
AVI	1,685,626	US\$
COMA	397,256	US\$
<b>VATT</b>	<b>2.083</b>	<b>MMUS\$</b>

### E.3 Caso Pan de Azúcar

**Tabla E-6.** Valorización tercer circuito Maitencillo – Pan de Azúcar

<b>Tercer circuito Maitencillo - Pan de Azúcar (200 MW)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Línea, conductor Flint	150,000	US\$/km
Servidumbre	60,000	US\$/km
Paños	3,000,000	US\$
Largo (Fuente: CNE)	194	km
VI	43,649,700	US\$
Factor de Anualización (30 años, 10%)	0.10608	
AVI	4,630,327	US\$
COMA	1,091,243	US\$
<b>VATT</b>	<b>5.722</b>	<b>MMUS\$</b>