



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

**EVALUACIÓN DE LA  
CONFIABILIDAD EN EL MARCO  
REESTRUCTURADO DE LOS  
SISTEMAS ELÉCTRICOS  
COMPETITIVOS**

**JUAN PABLO DÍAZ VERA**

Memoria para optar al grado de  
Ingeniero Civil de Industrias

Profesor Supervisor:  
**SR. HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

Santiago de Chile, 2000



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

---

# **EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL MARCO REESTRUCTURADO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS**

**JUAN PABLO DÍAZ VERA**

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**SR. HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

**SR. CELSO A. GONZÁLEZ GUTIÉRREZ**

**SR. MARCO A. ARRÓSPIDE RIVERA**

Para completar las exigencias del grado  
de Ingeniero Civil de Industrias

Santiago de Chile, 2000

A mis padres, familia y amigos, los que me han brindado constante apoyo, no sólo durante la realización de este trabajo, sino siempre.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a todos aquellos que con su opinión y conocimiento, colaboraron en el desarrollo de la presente memoria de titulación.

De manera particular, agradecer el constante apoyo y colaboración de los Sr(s). Hugh Rudnick Van de Wyngard y Celso González, por el tiempo dedicado y los aportes conceptuales efectuados al proyecto. De la misma forma agradecer el aporte del Sr. David Watts y mis compañeros, en especial a Eduardo Recordon y Raúl Schmidt, quienes significaron una importante e inestimable ayuda en la realización de esta investigación.

Asimismo agradecer a algunas empresas del sector eléctrico, las cuales a través de la opinión de ingenieros pertenecientes al área, colaboraron de manera importante, a decir: ENDESA, SAESA - FRONTEL, TRANSELEC y ENERSIS.

También agradecer los comentarios recibidos de personas pertenecientes a empresas e instituciones académicas del extranjero: Sr. Young Derek (National Grid Company: NGC), Sr. Ross Baldick (University of Texas), Lina Bertling (Royal Institute of Technology) y al Sr. Jorge Villar (National Electricity Reliability Council: NERC).

Por último agradecer al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile por el apoyo y facilidades otorgadas, extendiéndose también el agradecimiento a CONICYT a través del Proyecto Fondecyt 1980813.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	viii
INDICE DE FIGURAS .....	xi
RESUMEN .....	xiii
ABSTRACT .....	xiv
I. Introducción .....	1
1.1 Aspectos generales .....	1
1.2 Reseña marco actual - Conceptos generales .....	4
1.2.1 Marco Regulatorio .....	5
1.2.2 Planificación de la operación v/s Planificación de la expansión.....	5
1.2.3 Aspectos económicos v/s aspectos técnicos.....	11
1.3 Referente al Sistema Eléctrico Chileno .....	13
1.4 Estructura de la investigación.....	14
II. Experiencia Internacional.....	16
2.1 Sistema eléctrico de Estados Unidos .....	16
2.1.1 Introducción .....	16
2.1.2 Marco para el tratamiento de la confiabilidad.....	17
2.1.3 Políticas y procedimientos .....	18
2.2 Sistema eléctrico de Nueva York (NYPP) .....	21
2.2.1 Introducción .....	21
2.2.2. Marco para el tratamiento de la confiabilidad.....	22
2.2.3 Políticas y procedimientos .....	23
2.3 Sistema eléctrico de España .....	26
2.3.1 Introducción .....	26

2.3.2.	Marco para el tratamiento de la confiabilidad.....	27
2.3.3	Políticas y procedimientos .....	29
2.4	Colombia .....	33
2.4.1	Introducción .....	33
2.4.2.	Marco para el tratamiento de la confiabilidad.....	35
2.4.3.	Políticas y procedimientos .....	35
2.5	Reino Unido.....	42
2.5.1	Introducción .....	42
2.5.2	Marco para el tratamiento de la confiabilidad.....	45
2.5.3	Políticas y procedimientos .....	45
2.6	Análisis Comparativo .....	56
III.	Estudio conceptual .....	59
3.1	Introducción.....	59
3.2	Propuesta Conceptual .....	60
3.3.-	Análisis de la confiabilidad .....	65
3.3.1	Seguridad.....	68
3.3.2	Suficiencia.....	74
3.3.3	Calidad .....	80
3.4.	Inserción de los Servicios Complementarios.....	87
3.4.1	Definición y tratamiento.....	87
3.4.2	Descripción de los mercados para los SC y de los aspectos económicos involucrados .....	91
3.5	Síntesis y aspectos relevantes .....	95
IV.	Sistema Chileno: Análisis situación actual .....	97
4.1	Descripción del sector eléctrico chileno .....	97
4.1.1	Estructura del mercado.....	97
4.1.2	Funcionamiento del mercado .....	100
4.2	Legislación y normativa vigente en el SIC .....	101
4.2.1	DFL N°1 .....	102
4.2.2	Decreto 6 de 1985 - CDEC .....	106
4.2.3	Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.....	107
4.2.4	Reglamento interno CDEC-SIC (1999) .....	113

4.2.5	Anteproyecto de la Ley General de Servicios Eléctricos .....	116
4.3	Análisis de la legislación .....	121
4.4	Estado de la confiabilidad .....	126
4.4.1	Condiciones del sistema.....	126
4.4.2	Aspectos remuneratorios y tarifarios.....	128
V.	Propuesta Práctica .....	132
5.1	Aspectos generales .....	132
5.2	Metodología.....	134
5.2.1	Descripción del modelo GOL .....	134
5.2.2	Supuestos de la formulación .....	139
5.3	Resultados.....	150
5.3.1	Centrales hidroeléctricas .....	152
5.3.2	Centrales térmicas .....	155
5.3.3	Caso conjunto Hidráulico – Térmico .....	161
5.4	Análisis comparativo respecto metodología CNE.....	162
5.5	Análisis de los resultados .....	164
VI.	Conclusiones .....	166
	BIBLIOGRAFIA .....	170
	A N E X O S.....	173
	Anexo A: Transición entre los distintos estados de operación del SEP .....	174
	Anexo B: Breve reseña de índices probabilísticos .....	175
	Anexo C: Descripción de los Índices de continuidad.....	177
	Anexo D: Análisis y descripción de los servicios complementarios esenciales.....	180
	Anexo E: Resultados análisis de sensibilidad Potencia máxima disponible de central Rapel .....	183
	Anexo F: Metodología para determinar factores de planta (minuta Cdec) .....	184

Anexo G: Resultados análisis de sensibilidad con respecto a la potencia máxima de la central Guacolda.....	186
Anexo H: Resultados de aplicación de la metodología propuesta en centrales térmicas	187
Anexo I: Resultados de aplicación de la metodología propuesta a centrales hidroeléctricas de pasada.....	191
Anexo J: Resultados de aplicación de la metodología en el escenario térmico-hidroeléctrico .....	192



## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1: Relación entre el marco propuesto, los segmentos del sistema eléctrico y la planificación de la operación/expansión. ....	11
Tabla 2.1: Estado de los parámetros del sistema ante distintas contingencias (Caso español).....	30
Tabla 2.2: Parámetros para la fijación del Uplift 2000/01 .....	53
Tabla 2.3: Incentivos históricos pagados a la NGC (£m).....	54
Tabla 2.4: Análisis comparativo de los aspectos más relevantes en materia internacional .....	58
Tabla 3.1: Descripción estados de operación .....	70
Tabla 3.2: Criterios adoptados para la seguridad del sistema.....	74
Tabla 3.3: Criterios relacionados a la suficiencia del sistema.....	79
Tabla 3.4: Aspectos relacionados a la calidad del producto técnico .....	86
Tabla 3.5: Descripción, utilización y tiempos involucrados en la provisión de los SC según lo dispuesto por la FERC .....	89
Tabla 4.2: Evolución componentes de calidad y seguridad de suministro en fijaciones de precios de nudo .....	130
Tabla 5.1: Centrales hidroeléctricas incorporadas al análisis.....	141
Tabla 5.2: Cambios en el precio de nudo ante variación de las potencias disponibles (Pd) .....	142
Tabla 5.3: Potencia y rendimiento de centrales térmicas en el SIC.....	146
Tabla 5.4: Resultados ante variación del consumo específico .....	148

Tabla 5.5: Resultados ante variación de la potencia instalada .....	149
Tabla 5.6: Resultados para el caso base .....	151
Tabla 5.7: Validación de los resultados obtenidos .....	151
Tabla 5.8: Precios de nudo al afectar las centrales hidroeléctricas modeladas como de pasada .....	153
Tabla 5.9: Costos variables combustibles y no combustibles para las centrales térmicas.....	156
Tabla 5.10: Potencia media [MW] al afectar central Nueva Renca .....	159
Tabla 5.11: Variación de los precios de nudo en el caso térmico conjunto .....	160
Tabla 5.12: Cambios porcentuales en el precio de nudo al afectar el conjunto hidro-térmico.....	161
Tabla E.1: Generación resumida por tipos al sensibilizar con respecto a la potencia disponible de Rapel .....	183
Tabla G.1: Potencias medias de centrales térmicas ante variación Potencia máx. de Guacolda.....	186
Tabla H.1: Potencias medias de generación [MW] para centrales térmicas de mayor relevancia en el caso base.....	187
Tabla H.2: Cambios en el precio de nudo [Mills/kWh] al incorporar metodología para simular reservas .....	188
Tabla H.3: Limitación efectiva de las centrales térmicas al incorporar metodología para simular reservas .....	188
Tabla H.4: Cambios en el precio de nudo [Mills/kWh] al incorporar metodología para simular reservas en centrales de ciclo combinado.....	190
Tabla I.1: Perfiles de generación al afectar la central hidroeléctrica Pangué .....	191

Tabla J.1: Comparación de los efectos producidos ante cambios efectuados en forma individual y en forma conjunta, para centrales Guacolda y Pangué..... 192

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Esquema para el marco conceptual propuesto. ....	3
Figura 1.2: Relación temporal entre la planificación de la operación y la planificación de la expansión. ....	7
Figura 1.3: Costos y Beneficios asociados a la confiabilidad .....	12
Figura 2.1: Componentes de traspasos entre agentes del mercado eléctrico inglés .....	44
Figura 2.2: Flujos de pagos bajo los distintos esquemas existentes entre generadores, comercializadores, NGC y los grandes clientes. ....	51
Figura 2.3: Esquema básico para incentivos del TSU .....	53
Figura 2.4: Evolución histórica de los costos del Uplift .....	54
Figura 3.1: Subdivisión de la confiabilidad del sistema.....	62
Figura 3.2: Diagrama para el marco conceptual propuesto. ....	64
Figura 3.3: Separación de los segmentos del SEP en niveles jerárquicos. ....	66
Figura 3.4: Aspectos relacionados a la seguridad.....	72
Figura 3.5: Marco para el tratamiento de la suficiencia .....	78
Figura 3.6: Relación de la calidad con la suficiencia y seguridad.....	81
Figura 3.7: Características de la calidad.....	82
Figura 3.8: Inserción e importancia de los Servicios Complementarios .....	91
Figura 3.9 Distribución de los costos asociados a los SC .....	93
Figura 3.10: Relación de la QAS con el largo, medio y corto plazo .....	95

Figura 5.1: Efecto análogo al producido al disminuir la potencia disponible de las centrales de pasada .....	144
Figura 5.2: Gráfico relación Potencia v/s Consumo Específico de las centrales térmicas del SIC .....	145
Figura 5.3: Relación Consumo Específico v/s Potencia para centrales térmicas .....	147
Figura 5.4.: Potencia promedio mensual histórica de la central Rapel.....	153
Figura 5.5: Característica de la variación del precio de nudo al aplicar metodología en centrales de pasada .....	155
Figura 5.6: Efecto del encarecimiento de una central térmica en la curva de carga.....	156
Figura 5.7: Limitación efectiva en la operación de las centrales térmicas al simular una reserva de 15 [MW].....	158
Figura A.1: Transición entre estados.....	174
Figura H.1_H.4: Generación centrales térmicas al incorporar simulación de reservas en Ventanas 2 .....	189

## RESUMEN

La presente investigación se origina en la tendencia competitiva que se plantea en el segmento generación y en el acceso abierto a las redes eléctricas de transmisión-distribución, que muchos sistemas eléctricos están analizando e implementando. En este nuevo ambiente desregulado, que ha dado origen a profundos cambios, tanto en el surgimiento de nuevas estructuras y organizaciones como en el tratamiento del producto electricidad, tanto en su gestión técnica como económica, es que la regulación de los sistemas en materia de confiabilidad, en búsqueda de eficiencia y competitividad se ha tornado en un problema que reviste cierto grado de complejidad.

Con este objetivo se plantea un marco conceptual genérico que integra la seguridad, suficiencia y calidad como características que en su conjunto conforman la confiabilidad global del sistema. Esta propuesta, integrando los servicios complementarios como parte esencial de la seguridad, plantea los criterios bajo los cuales se ha de evaluar y tratar la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, tanto en el corto como en el largo plazo.

En la búsqueda de un enfoque integrador, se realiza un estudio del estado de la confiabilidad de acuerdo a la experiencia internacional, estudiándose específicamente los siguientes sistemas: Estados Unidos, New York Power Pool (NYPP), España, Colombia y el Reino Unido.

De manera particular se analiza el estado de la confiabilidad en el sistema chileno, tanto en términos regulatorios y legislativos como en términos de la operación real.

Finalmente se analiza una formulación práctica para incorporar parte de la seguridad, considerada a través de la limitación de centrales hidroeléctricas y térmicas y como parte de la simulación de reservas, a la fijación de las tarifas de los clientes regulados, específicamente a través del modelo GOL, en donde la provisión de una reserva de 50 [MW] produce un alza del orden del 3 al 7,5% en el precio de nudo.

## ABSTRACT

The following research sprouts from competitive tendencies that are present in the power generation industry and in the open access to the transmission and distribution networks, that is currently being implemented and analyzed in several systems. In these new deregulated environments, that have caused profound changes, new structures and organizations have been developed. Likewise the treatment of electricity as a product, economically and technically, has brought into attention that the regulation of power systems, with regards to reliability while searching for competitiveness and efficiency, has become a problem that presents a certain degree of complexity.

With this objective, a generic conceptual frame is proposed in which security, adequacy and quality are characteristics that as a whole dictate the global reliability of the system. This proposal, integrating ancillary services like an essential part of the security, formulates the requirements under which to evaluate the reliability in bulk power systems, both in the short and long term.

In the search of an integrating focus, a study of the reliability of different power systems is conducted to draw from international experience. In particular, the following systems are studied: United States, the New York Power Pool (NYPP), Spain, Colombia and the United Kingdom.

The analysis focuses also on the reliability of the Chilean System, in terms of regulation and legal aspects, and also considering real operation.

Finally, a practical formulation is implemented with the purpose of incorporating part of the security, considered through the limitation of thermal and hydroelectric plants. As a part of the simulation of reserves, the price determination of regulated tariffs, specifically through the GOL model, is where the provision of a 50 [MW] reserve produces a raise of the order of 3 to 7,5 % of the nodal price.

## **I. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Aspectos generales**

En el marco evolutivo de los sistemas eléctricos reformados, donde se ha dado lugar a nuevas estructuras y organizaciones, resulta complejo tratar de establecer marcos y definiciones para lo que se debe o debiera entender por conceptos como confiabilidad, calidad y seguridad de servicio, en su aplicación a los sistemas eléctricos de potencia y en su relación a aspectos tanto económicos, de la planificación, operación y los aspectos netamente técnicos.

Al contrastar los costos y beneficios relacionados tanto a la venta del producto electricidad y sus productos agregados como a la existencia de instalaciones adecuadas, se da lugar a complejas relaciones entre lo netamente técnico y los aspectos concernientes a la economía del sector, lo que se acentúa de acuerdo al entorno regulatorio.

La inquietud surge a partir de las reformas que actualmente afectan a numerosos sistemas eléctricos, en la tendencia competitiva que se plantea en el segmento de generación y el libre acceso a las redes tanto de transmisión como de distribución, junto a la existencia de situaciones anómalas, lo que en conjunto ha provocado que los entes reguladores estudien formas y procedimientos para enviar las señales económicas adecuadas a los participantes del mercado, para así fortalecer los aspectos comunes a la mantención de ciertos niveles de eficiencia en el sistema eléctrico. Todo lo anterior se ve complicado con el nacimiento de nuevas estructuras y la constante desagregación del sector, lo cual torna aún más difícil la adaptación y el manejo de los aspectos concernientes al establecimiento de un marco conceptual adecuado para los conceptos antes mencionados.

En la búsqueda de sistemas competitivos y eficientes, el creciente número de actores y participantes del sector eléctrico, ha hecho que la toma de decisiones concernientes a la planificación, diseño y operación de la red tenga un mayor grado de dificultad, sobretudo en la búsqueda de criterios que afiancen el funcionamiento adecuado, equilibrado y sustentable del sistema.



La preocupación fundamental radica en el cómo abordar el tema de la confiabilidad en la red eléctrica. A juicio del autor, la confiabilidad resulta ser un término bastante amplio y genérico, bajo el cual se pueden agrupar los restantes términos asociados con la adecuada operación, funcionamiento y expansión del sistema eléctrico. En este sentido se puede citar lo siguiente [BILL80]:

"Resulta necesario reconocer la generalidad del término confiabilidad, en un orden más bien general que específico, como la habilidad global del sistema para desempeñar su función"

Así, la confiabilidad del sistema se puede considerar como el término, que a modo general, refleja la robustez del sistema, tanto en la que se refiere a respuesta frente a contingencias, la continuidad del suministro y la calidad del servicio prestado.

El marco conceptual que se propone, que será analizado en detalle en secciones posteriores, se puede esquematizar de acuerdo a la figura 1.1. De acuerdo a ello, términos como la seguridad, calidad y suficiencia vendrían denotando características generales del sistema en cuanto a confiabilidad. Desde este punto de vista se podría decir lo siguiente respecto de ellos:

- i) Seguridad: Aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas (tanto en estado transitorio como estacionario). Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema.
- ii) Suficiencia (Adequacy): Este término guarda relación con la existencia de instalaciones suficientes para satisfacer la carga total y las restricciones operacionales del sistema. Esto incluye la necesidad de contar con unidades generadoras para suplir la demanda y la existencia de redes de transmisión y distribución adecuadas para efectuar el transporte de energía hasta los puntos de consumo.
- iii) Calidad: La calidad tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda y la continuidad del suministro, como también la atención que recibe el consumidor final.

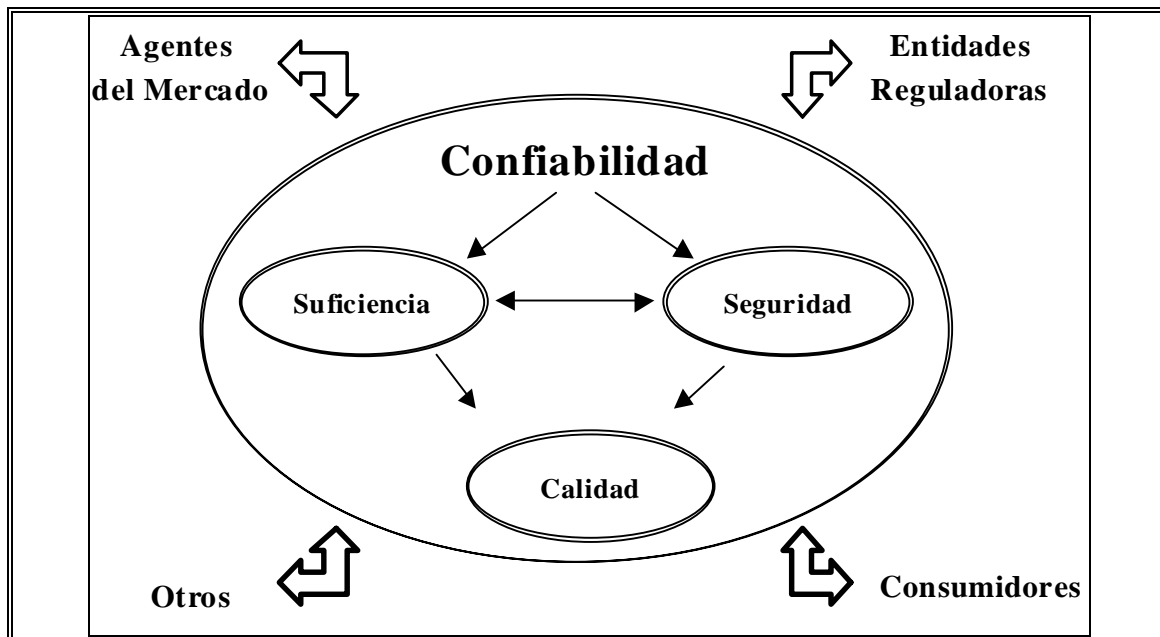


Figura 1.1: Esquema para el marco conceptual propuesto.

En el establecimiento de un marco conceptual para esta temática contingente, surgen una serie de desafíos, dentro de los cuales toma importancia la búsqueda de coherencia y consistencia, como así también la búsqueda de un enfoque integrador entre los distintos segmentos del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución, en el sentido de la búsqueda de estándares y criterios para con la confiabilidad, tanto en la planificación de la expansión como en la planificación de la operación, involucrando por tanto el corto, medio como el largo plazo.

Esta breve introducción, trata de aclarar en una primera instancia los términos asociados con la confiabilidad del sistema, y tiene como objetivo mostrar el tratamiento que se hará de éstos a través de este trabajo. El tema relacionado con la confiabilidad del sistema y los conceptos asociados con ésta, se estudiarán con mayor grado de profundidad en la sección referente al marco conceptual, donde se delimitan los conceptos mencionados en esta sección.

## 1.2 Reseña marco actual - Conceptos generales

Hace algún tiempo atrás, numerosos sistemas eléctricos se estructuraban en torno a empresas integradas verticalmente y de propiedad estatal, donde eran pocos agentes, entre ellos el estado y un reducido número de empresas, los entes que se encargaban de desarrollar y entregar el suministro energético. Bajo este marco surgía el estado como actor principal del sector energético

Actualmente y en numerosos países del mundo, pese a la existencia de economías de escala y monopolios naturales en algunos segmentos del sector, se ha dado paso a la descentralización de funciones y al establecimiento del libre mercado en los Sistemas Eléctricos de Potencia, indistintamente SEP de ahora en adelante, lo cual ha desencadenado profundos cambios, junto al nacimiento de nuevas estructuras y organizaciones, que en definitiva han delimitado un nuevo entorno bajo el cual se deben desarrollar y operar los sistemas eléctricos.

Los cambios producidos se han traducido en que el suministro energético ya no sea considerado un servicio sino más bien un producto, que de por sí y por razones obvias presenta características bastante específicas, de difícil manejo y gestión tanto en sus aspectos técnicos como en los económicos.

Es en este entorno, donde aspectos como la confiabilidad, seguridad y la calidad han cobrado real trascendencia, ha denotar tanto su definición como ámbito de aplicación en el sector. A raíz de ello y junto a lo antes expuesto, es que estos términos están siendo adaptados a las nuevas estructuras liberales – reguladas, bajo las cuales se están organizando los sistema eléctricos a nivel mundial y donde ya claro está, las definiciones de antaño no se aplican, ya que no permiten abordar la problemática en su conjunto.

Para efectos de abordar los conceptos de confiabilidad, seguridad, calidad y suficiencia, se debe estructurar el problema e identificar las variables que resultan estar directamente involucradas, dentro de las cuales toman una mayor relevancia las que se mencionan a continuación:

- Marco Regulatorio.
- Agentes del mercado.

- Segmentación del mercado.
- Planificación de la operación.
- Planificación de la expansión.
- Aspectos técnicos.
- Aspectos económicos

### **1.2.1 Marco Regulatorio**

A nivel macro, una de las variables que resulta tener mayor importancia es el marco regulatorio. Ello, por cuanto impone las condiciones en las cuales se deben desenvolver los agentes del mercado, tanto en la generación, transmisión como en la distribución, como así también en cuanto a condiciones para clientes finales. Así también, la legislación y normativa vigente tiene incidencia directa en la planificación de la operación y expansión del sistema, trazando los criterios y procedimientos para el desarrollo y funcionamiento del SEP.

La entrega de señales económicas adecuadas es otro de los aspectos importantes en lo referente a la regulación. Es en esta etapa, donde se hace necesaria la creación de condiciones e incentivos suficientes, para así establecer las bases de un mercado eficiente en la entrega del suministro energético, capaz de abastecer la demanda y responder a su constante crecimiento.

Ello claro, debe conjugarse con el establecimiento de penalizaciones, que traten de sentar el equilibrio para la entrega de un servicio adecuado. Ambas señales, tanto en el corto como en el largo plazo, resultan ser determinantes en cuanto a las características del producto, como por ejemplo podría ser el N° de interrupciones, característica ligada principalmente a la calidad y suficiencia del sistema, ello de acuerdo al marco conceptual propuesto. Así también resultan ser determinantes en el nivel de inversiones, la suficiencia de las instalaciones y la confiabilidad general del sistema.

### **1.2.2 Planificación de la operación v/s Planificación de la expansión**

Generalmente la regulación relacionada a estos aspectos, contempla criterios u normas que deben ser utilizadas tanto en la operación como en el posible reforzamiento o ampliación del sistema.

Para esclarecer ideas, se pueden citar los objetivos trazados en uno de los tantos códigos de red existentes <sup>1</sup>, donde con respecto a la planificación de la expansión se establece:

- Especificar los estándares que serán utilizados por unidades de planificación y los participantes de la transmisión, en la planificación y desarrollo del sistema de Transmisión.
- Definir los procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la unidad de planificación y los transmisores, para realizar la planificación y desarrollo de las redes que forman parte del sistema de transmisión.
- Promover la interacción entre los usuarios del sistema, los transmisores y otros agentes con respecto a cualquier propuesta de desarrollo en el sistema, que pueda tener un impacto en el funcionamiento de éste.

En cuanto a la planificación de la operación <sup>2</sup>, se trazan los siguientes objetivos:

- La planificación de la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión debe hacerse en forma integrada, con el objetivo de minimizar los costos de operación y falla del sistema, y procurando atender la demanda con los niveles de confiabilidad previamente definidos.
- Establecer los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar la Planificación Operativa, el Despacho Económico, la

---

<sup>1</sup> En este caso se cita lo establecido en el código de planificación del sistema colombiano, “Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional”, documento perteneciente al código de redes, CREG 1995.

<sup>2</sup> “Código de Operación”, código de redes, CREG 1995, Colombia.

coordinación, la supervisión y el control de la operación de los recursos del sistema interconectado.

- Definir los procedimientos para el intercambio de información entre las empresas que participan en la operación del sistema interconectado y los centro de despacho, destinadas a dar soporte las tareas definidas anteriormente.

Se puede ver que ambos aspectos introducen una cantidad importante de nuevas variables y se centran en el cumplimiento de procedimientos. Para efectos de abordar estos aspectos se debe identificar su relación con el orden temporal, planteando el siguiente esquema, que resultará de utilidad para posteriores análisis:

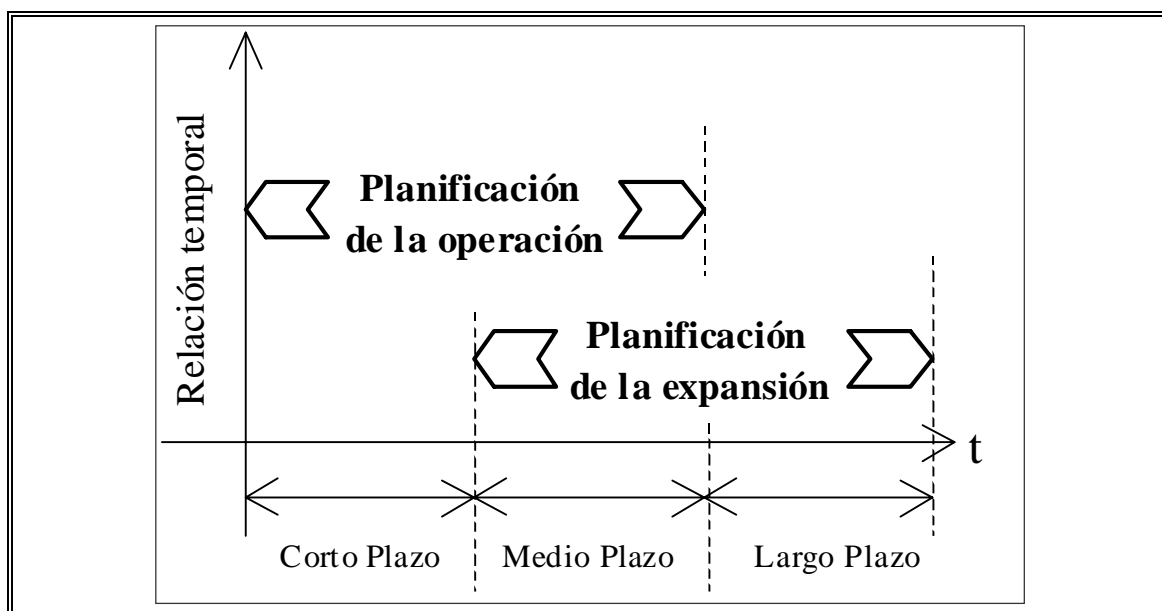


Figura 1.2: Relación temporal entre la planificación de la operación y la planificación de la expansión.

La planificación de la operación puede considerar un horizonte que va desde el medio plazo a la operación horaria del sistema en el corto plazo. Otras etapas importantes respecto de ésta, son la programación semanal, la operación en tiempo real y el redespacho. En tanto la planificación de la expansión, se extiende

desde el medio al largo plazo, por su relación con el desarrollo de proyectos, como consideraciones de crecimiento de la demanda y desarrollo del sistema, principalmente del sistema de transmisión.

Un aspecto relevante para ambos conceptos, de acuerdo a lo estudiado hasta este punto y como se mencionó anteriormente, lo constituyen las normas que regulan el sistema. Al incluir obligaciones o señales para la expansión de los sistemas, se determina en gran medida la suficiencia de la red eléctrica, especialmente de las instalaciones en los tres segmentos del sector. Así también ocurre con los aspectos y criterios de operación, los que determinan la calidad y seguridad del servicio. De esta forma, resulta determinante preguntarse cuáles deben ser los criterios a los que se debe encontrar sujeto el sistema, la forma en que esta afecta a los segmentos del SEP y el impacto en el servicio energético.

a) Aspectos de la expansión

La planificación de la expansión del sistema eléctrico es un factor que resulta trascendental en cuanto a la confiabilidad del SEP. El tener una adecuada seguridad, calidad y suficiencia, supone el mantener ciertos niveles de eficiencia, lo cual implica numerosos aspectos en cuanto a la planificación del sistema, específicamente en cuanto a las inversiones, en la búsqueda del abastecimiento al mínimo costo con aceptables niveles de confiabilidad.

Para efectuar la planificación se deben tener en cuenta numerosos aspectos, entre los cuales se encuentran la puesta en servicio de las distintas centrales y la disponibilidad de cada una de éstas, relacionado principalmente con la tecnología. Así también, se deben considerar otros aspectos en cuanto a los tendidos de transmisión, como el N° de circuitos, los puntos de interconexión y el despliegue (lay-out) de subestaciones.

Numerosos son los factores que afectan la confiabilidad del sistema, de origen aleatorio o no, que también deben ser considerados. Entre los fenómenos más importantes de origen aleatorio, se encuentran los siguientes:

- Variabilidad de la demanda.
- Hidrología.

- Indisponibilidad de los equipos.

Junto a ello se encuentran los fenómenos de origen no-aleatorio, como lo son los programas de mantenimiento, la operación de los embalses y los aspectos de la operación, como la reserva en giro y el despacho de unidades, dentro de otros.

El tener o mantener ciertos niveles de confiabilidad en el sistema, involucra aspectos de planificación tanto de corto como de largo plazo, tanto a nivel generación, transmisión como distribución. En el corto plazo, involucra básicamente la operación confiable del sistema, junto a la previsión de demanda por un periodo de tiempo. En el largo plazo, el tema de la expansión sujeta a ciertos criterios de seguridad, minimizando costos y de tal manera de abastecer la demanda cobra vital importancia.

La aplicación de criterios para cuantificar la confiabilidad, es otro de los aspectos que resulta importante en la expansión del sistema. Para los sistemas de transmisión y distribución, ésta incorpora básicamente el cumplimiento de criterios determinísticos o estándares que debe cumplir el sistema en el caso de producirse una contingencia. Lo mismo sucede a nivel de generación, donde usualmente se aplican criterios como el LOLP.

b) Aspectos de la operación

En la operación del sistema, tanto a corto como en el mediano plazo, se deben tener en consideración otros aspectos como la indisponibilidad de centrales, la coordinación en el despacho por mantenimiento, mínimos técnicos, tiempos de partida, consideraciones de reserva tanto de potencia como de energía junto a las fallas a las cuales es susceptible el sistema, todo ello conjugado con los costos y políticas de operación del sistema.

Por otra parte, se deben considerar las variables técnicas que se deben manejar en la operación diaria, como por ejemplo el control de los niveles de tensión a través de la inyección/absorción de reactivos, la regulación de frecuencia o regulación primaria a través del seguimiento de carga, la disposición de unidades reguladoras, mantención de distintos niveles de reservas y otros, como la restauración del suministro o la repartida del sistema y el diseño de esquemas de desprendimiento



de carga. Estos servicios resultan fundamentales para entregar el suministro con niveles de seguridad y calidad aceptables, y en la actualidad son tratados como Servicios Complementarios o Ancillary Services, de ahora en adelante e indistintamente SC, los cuales se abordarán para conjugarlo en la integración del marco propuesto.

En la tabla que se adjunta a continuación (tabla 1.1), se resumen criterios y servicios, asociando el marco conceptual propuesto y los conceptos en discusión (Planificación de la Operación – Planificación de la Expansión). Posteriormente se desagregaran los servicios y criterios de acuerdo a seguridad, suficiencia y calidad.

La presente sección trata de delimitar y ordenar los tópicos que se estudian a través del presente trabajo, introduciendo las variables y marcos que serán utilizados, donde se trata de integrar los aspectos relacionados a la confiabilidad con los segmentos del sector eléctrico junto a otros aspectos de relevancia para el problema.

Tabla 1.1: Relación entre el marco propuesto, los segmentos del sistema eléctrico y la planificación de la operación/expansión.

	<b>Calidad</b> (Planificación de la Operación)	<b>Seguridad</b> (Planificación de la Operación)	<b>Suficiencia</b> (Planificación de la Expansión)
<b>G<sub>x</sub></b>	Regulación de frecuencia. Seguimiento de carga. Control de Voltaje.	Control de voltaje Márgenes de reserva (Ej.: Margen entre flujos y capacidad de las líneas de transmisión) Reservas de generación: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regulación Primaria</li> <li>▪ Regulación secundaria</li> <li>▪ Regulación terciaria</li> </ul> Enumeración de contingencias Criterio N-1 Otros: salida de unidad generadora de mayor envergadura.	Evaluación de criterios: LOLP LOEE VOLL Simulación (incorporación de contingencias extremas). Criterio N-1. Condiciones de diseño y capacidad
<b>T<sub>x</sub></b>	↓	Control de Voltaje. Criterio N-1. Esquemas de desconexión de carga.	↓
<b>D<sub>x</sub></b>	Niveles de frecuencia y voltaje. Continuidad Desbalance. Flickers. Armónicas.	Control de Voltaje. Criterio N-1 Esquemas de desconexión de carga.	Indices de continuidad: Frecuencia media de interrupciones. Nº medio de interrupciones. Indices individuales y de sistema.

### 1.2.3 Aspectos económicos v/s aspectos técnicos

Resulta complejo el encontrar un punto económico óptimo para el desenvolvimiento de los mercados eléctricos competitivos, de manera de conjugar el desarrollo tanto en el corto como en el largo plazo.

Dado el nivel de inversiones y la búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, se deben buscar las herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos niveles de eficiencia.

Desde el punto de vista netamente teórico, el situarse en el óptimo de mercado involucraría el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de de ésta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes [Rivi99] [Chri99] [Abbd99]. Lo anterior queda esquematizado en la figura 1.3.

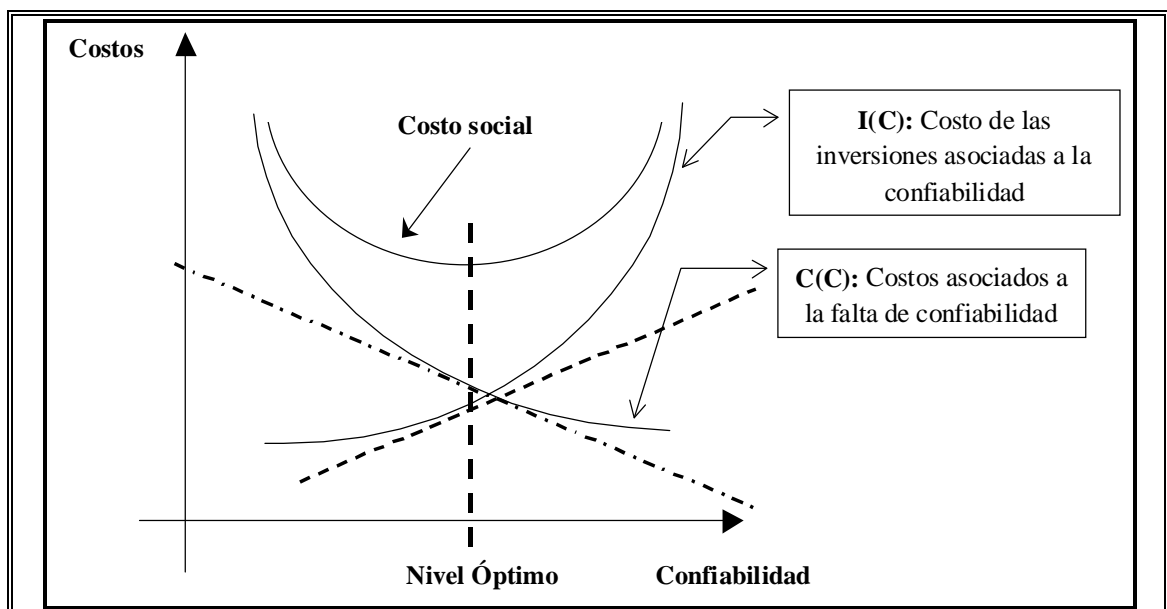


Figura 1.3: Costos y Beneficios asociados a la confiabilidad

La figura muestra que el costo de la empresa generalmente crecerá a medida que los consumidores son suministrados con mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo de los consumidores se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad con el cual son suministrados.

Lo anterior se ve complicado por las variables técnicas, relacionadas con las características del producto tanto como por las necesarias para la operación del sistema con niveles mínimos de seguridad como son las reservas de potencia y el control de parámetros como la frecuencia y el voltaje, dentro de otros. Ello en conjunto con evaluaciones del sistema en cuanto a confiabilidad, el establecimiento de índices, niveles de calidad y la incorporación de éstos a los procedimientos del sistema.

La interrogante surge al preguntarse si aspectos como la regulación de frecuencia y voltaje, que son soportados por una cantidad importante de servicios anexos a la entrega del suministro energético, como los servicios complementarios, se encuentran considerados en las tarifas eléctricas y por lo tanto se remunera a los agentes que entregan soporte tanto al suministro y a la seguridad de éste específicamente, de acuerdo a los costos en los que se incurre al prestar este tipo de servicio. Esta temática, ampliamente abordada en el último tiempo, a través del desarrollo de numerosos mercados para los servicios complementarios, presenta aún muchos desafíos, ya que por ejemplo, la tarificación de energía reactiva es algo que a la fecha, aún no tiene respuestas aclaratorias.

Así, resulta importante contrastar los criterios puramente económicos con aquellos más bien técnicos relacionados con la mantención de ciertos niveles de calidad y seguridad, en consideración de los servicios que deben ser prestados para reforzar aspectos de la confiabilidad, como la seguridad de servicio.

En secciones posteriores, se desarrollará un análisis más profundo de los costos y beneficios asociados al mercado energético de electricidad, en conjunción con las interrelaciones que surgen al considerar los aspectos técnicos y la serie de servicios para su adecuada operación, de acuerdo a las características definidas para la confiabilidad del sistema.

### **1.3 Referente al Sistema Eléctrico Chileno**

En el caso chileno, los actores del SIC se encontraban hasta hace poco sujetos sólo a la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N°1, la más importante dentro de otros decretos y leyes. Ésta, una de pocas existentes en cuanto a

regulación del sector eléctrico, deja muchos vacíos en cuanto a confiabilidad, seguridad y estándares se refiere.

A fines del año 1997 se emite el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el Decreto Supremo N°327, en el cual se pretende entrar a regular la calidad y seguridad de la red, lo que se hacía de forma muy débil y superficial en la ley eléctrica del sector chileno DFL N°1, pero que en definitiva deja por determinar una serie de normas a dictarse en el futuro. No obstante, se hacen requerimientos explícitos para los proveedores del servicio eléctrico, especialmente en cuanto a normas técnicas de funcionamiento. Cabe mencionar que en el año 94 se hace un intento por publicar un decreto de las mismas características del decreto 327, el cual finalmente no prospera.

A mediados del año 2000 se da a conocer el Anteproyecto para la reforma del DFL N°1, el cual a pesar de dictar profundos cambios deja para el futuro la determinación de numerosos reglamentos. No obstante aparecen iniciativas interesantes, como la formación de un mercado para los servicios complementarios y una mayor regulación, retomando aspectos económicos para la formulación de normas para el establecimiento del costo de falla y de multas y sanciones.

#### **1.4 Estructura de la investigación**

El problema que se aborda en esta investigación, es por tanto el realizar un análisis de la confiabilidad, planteando para ello un marco conceptual genérico que integra la seguridad, suficiencia y calidad como características que en su conjunto conforman la confiabilidad global del sistema, para así contar con un marco en el cual tratar los distintos aspectos relacionados a ésta.

Todo ello, bajo las nuevas estructuras nacientes en los mercados eléctricos competitivos, tomando en cuenta los factores que se mencionan en esta breve introducción, donde toman importancia la normativa vigente, los aspectos propios de la planificación de la expansión y de la operación, considerando también las variables técnicas y las netamente económicas.

Para ello y después de esta breve introducción, se revisa el estado actual de la confiabilidad y su tratamiento en sistemas eléctricos más desarrollados, luego del impulso descentralizador que diera Chile en el afán de desregular el SIC. Específicamente se estudian los sistemas de Estados Unidos y el New York Power Pool, España, Colombia y el Reino Unido.

Luego se propone un marco conceptual para el tratamiento de la confiabilidad, donde se estructuran y definen los términos. Se estudian los conceptos relacionados con ésta, como son la seguridad, la suficiencia y la calidad de servicio, entregando una adecuada definición para ellos, luego de estudiar la literatura y la aplicación de ellos en sistemas de otros países, para finalmente establecer un marco conceptual coherente y consistente para tratar la problemática.

Posteriormente se estudia el sistema eléctrico chileno, en donde luego de describir brevemente la estructura del sector, se realiza un acucioso análisis de la legislación y normativa vigente en el SIC en materia de confiabilidad, resumiéndose en términos comparativos las principales disposiciones y evaluando el estado de la misma en la actualidad.

Por último se realiza una formulación práctica para de alguna forma considerar aspectos de la confiabilidad dentro del mercado de servicios complementarios para el caso del sistema eléctrico chileno. Se propone una forma de incluir reservas a la fijación de tarifas de los clientes regulados, específicamente a través del modelo GOL. Se detalla su implementación junto al análisis de los resultados obtenidos y en términos comparativos a lo así realizado por la CNE.

## **II. EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

### **2.1 Sistema eléctrico de Estados Unidos**

#### **2.1.1 Introducción**

El sistema eléctrico de EE.UU. opera en forma interconectada con los sistemas de Canadá y parte del norte de México (Baja California) y se encuentra compuesto, en forma gruesa por tres interconexiones: Este, Oeste y la interconexión de ERCOT. Para efectos de organización, el sistema se encuentra dividido en alrededor de 200 áreas de control, las cuales a su vez se encuentran agrupadas en torno a diez consejos regionales. El alto grado de enmallamiento y la organización descrita inciden en una alta confiabilidad.

De acuerdo a esta organización, se definen una serie de requerimientos para todos los elementos constitutivos del sistema, a partir del área de control y para cada agente del sistema en particular. Bajo este esquema, al área de control se define como un sistema eléctrico delimitado por una interconexión, capaz de controlar directamente su generación para efectuar el balance entre lo programado y su intercambio actual, y que coopera en la regulación de frecuencia para la interconexión y en la estabilización de esta misma con áreas o sistemas vecinos. Además, se establece el control y monitoreo directo, a partir de las áreas de control para abarcar la totalidad del sistema y sus interconexiones, para de esta forma operar el sistema en forma confiable y segura.

Dentro de las entidades reguladoras, es la National Electricity Regulatory Commission, NERC de ahora en adelante, la más importante entre otras. La NERC, matriz que agrupa a los diez consejos regionales: ECAR, ERCOT, FRCC, MAAC, MAIN, MAPP, NPCC, SERC, SPP, WSCC; es la encargada de promover la confiabilidad en el suministro energético, junto con proponer y monitorear el cumplimiento de políticas, estándares, guías y principios, tanto para la planificación como la operación del sistema. Tanto para las áreas de control, consejos regionales, como para cualquier miembro de la NERC, se establece obligatoriedad en el cumplimiento de normas y requerimientos que ésta imparte (hasta hace un tiempo no existía el principio de obligatoriedad).

Por otra parte, si bien la NERC dictamina las normas a seguir, es responsabilidad de cada consejo regional y de cada sistema en particular, dictar sus propias normas, las cuales deben ser consistentes y complementarlas con aquellas propuestas por la NERC y donde además, se deben establecer requerimientos en cuanto a confiabilidad, de igual o mayor exigencia a las que ésta determinase, primando aquellas de mayor exigencia.

Otra entidad importante es la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), organismo regulador independiente perteneciente al Ministerio de Energía, el cual está encargado de regular aspectos del mercado energético, particularmente se encarga de regular el sistema de transmisión y el mercado energético mayorista (transacciones interestatales), dictando normas obligatorias para todos los participantes de la red. En conjunto con la NERC y otros organismos estatales, regulan y supervisan el funcionamiento adecuado del sistema.

### **2.1.2 Marco para el tratamiento de la confiabilidad**

A raíz del nuevo entorno de los sistemas eléctricos competitivos, con libre acceso a las redes de transmisión y para efecto del planteamiento de guías de operación y planificación, se reconoce la creciente demanda por acceder a las redes de transmisión, por lo que enfocándose en ésta y su habilidad para soportar transferencias competitivas, se reconocen sus limitaciones eléctricas y su capacidad para soportar la variedad de condiciones esperadas de operación a las que se encuentra sujeta. Así, de acuerdo a la NERC, se plantea que el reto para la confiabilidad de los sistemas eléctricos es planificar y operar los sistemas de transmisión, de tal manera de que éste provea las transferencias de energía y potencia requeridas, manteniendo la confiabilidad global del sistema.

Bajo este contexto, la confiabilidad se suscribe a la consideración de dos elementos básicos del SEP, suficiencia y seguridad [NERC99], además de la definición para los estados de operación del SEP. La suficiencia se define como la habilidad del SEP para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía de sus consumidores en todo instante, en consideración de las salidas, tanto programadas como no programadas (razonablemente esperadas) de los elementos del sistema. Por su parte, la seguridad se define como la habilidad del SEP para



contrarrestar o soportar perturbaciones intempestivas, como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema.

### **2.1.3 Políticas y procedimientos**

Para efectos de la elaboración de procedimientos y políticas, la NERC divide conceptualmente la confiabilidad, como se mencionó anteriormente, en dos aspectos funcionales básicos: suficiencia y seguridad.. Cabe notar que según la NERC, son las normas relacionadas a la planificación las que determinan la suficiencia del sistema, a diferencia de la seguridad, que según gente relacionada al organismo regulador, queda determinada por la operación y puede ser resuelta a través del mercado (implementación mercado para los SC).

Con respecto a las políticas y procedimientos elaborados por la NERC, dentro de los más importantes se encuentran el manual de operación y los standards para la planificación. En ambos, se establecen normas específicas para la generación y transmisión especialmente.

#### a) Standards para la Operación [Nera99]

En el aspecto operativo, el total de áreas de control comparte los beneficios de la operación interconectada y mediante su participación en la NERC, reconocen la necesidad de operar promoviendo la confiabilidad, para así no afectar otras áreas interconectadas. En este sentido, para la operación y planificación del SEP, la NERC establece el cumplimiento del criterio N -1. Así, la inestabilidad y la separación incontrolada o la salida en cascada de elementos del sistema, no pueden ser resultado de la contingencia simple más severa aplicada al sistema.

Además para mayor seguridad y para medir la robustez del sistema, también salidas intempestivas múltiples con probabilidad aceptable de ocurrencia como contingencias más severas, deben ser incorporadas al análisis y operación del sistema, para así prevenir las situaciones mencionadas en el párrafo precedente. Todos los análisis deben ser realizados por los organismos encargados, como consejos regionales u operadores, evaluando sus riesgos y consecuencias.

En el caso del sistema de transmisión se impone un lapso de 30 minutos, como límite máximo para restablecer el sistema, ello posterior a la violación de los límites de seguridad para la operación, y según los valores definidos para la mantención de niveles de seguridad adecuados (estado normal o previo a contingencia). Otro aspecto importante, lo constituye la existencia de los coordinadores de seguridad, los cuales asesoran la seguridad y coordinan la operación en caso de emergencia, ello a nivel regional o sub-regional, siendo obligatoria su existencia.

En cuanto a la generación, se establecen rangos de operación para transitorios y estados previos y posteriores a contingencias. Asimismo, se hacen requerimientos para distintos tipos de reservas, estableciéndose que la reserva en giro debe ser al menos el 50% de la reserva total disponible. Además se establecen disposiciones, en cuanto al análisis y evaluación de la suficiencia de recursos, controlándose y estableciéndose periodos de reposición para distintas variables.

En cuanto a seguridad y como política para la operación del sistema, para la generación se impone el control sobre el ACE (Area Control Error), parámetro que mide la frecuencia entre áreas de control y la de transferencias entre distintas interconexiones. Así ante la ocurrencia de una contingencia, se deben tomar las medidas para cumplir con el standard de control de perturbaciones (DCS: Disturbance Control Standard), junto a la adopción de medidas precautorias en el caso de la presentación de una nueva contingencia. En este sentido, se debe cumplir que el ACE debe volver a cero o estar dentro de los niveles normales previo a la perturbación, dentro de un lapso de 10 minutos.

Al igual que para la planificación del sistema, en la operación se incluyen una serie de normas y reglamentos, dentro de los cuales se incluyen requerimientos para el control automático de generación, adquisición de datos, tiempos de respuesta, restauración del suministro, funciones y procedimientos para los coordinadores de seguridad, dentro de otros.

b) Standards para la Planificación

En general, dentro de los estándares de planificación y con respecto a la seguridad y suficiencia del sistema, se establecen criterios para el sistema de transmisión, la evaluación de la confiabilidad, requerimientos para las conexiones, soporte de voltaje y energía reactiva, capacidad de transferencia y el monitoreo de perturbaciones [Nerp99]. Con respecto al sistema de transmisión, a través de estándares se establecen los siguientes criterios y principios:

- Deben ser planificados, diseñados y construidos de forma tal que la red sea capaz de entregar energía para todos los niveles de demanda, en estado previo y bajo condiciones de contingencia, por la pérdida de cualquier elemento del sistema (criterio N-1). Este estándar también se aplica cuando se producen múltiples contingencias, caso en el cual se especifica que la interrupción controlada de los consumos, la desconexión programada de generación o la interrupción de transmisiones firmes, pueden ser necesarias para cumplir con éste.
- El sistema de transmisión debe ser también capaz de tolerar la salida programada por mantenimiento de elementos del sistema y continuar operando dentro de los límites preestablecidos para el voltaje, térmicos y para la estabilidad.
- Deben ser evaluados de acuerdo a riesgos y consecuencias bajo contingencias extremas.
- Otros standards importantes, en cuanto a la planificación del sistema surgen como parte de la evaluación de la confiabilidad, donde se especifica las guías y criterios de planificación junto con la confiabilidad global (suficiencia y seguridad) de las interconexiones de los SEP regionales, deben ser revisadas y evaluadas para asegurar que éstas sean consistentes con los standards para la planificación de la NERC.

Otros standards impuestos tienen relación con la telemetría del sistema, requerimientos para la modelación de elementos, esquemas de protecciones y de desprendimiento de carga junto a requerimientos para la restauración del suministro, como partida en negro y restauración automática de carga, dentro de otros. Todo lo

anterior, se complementa con reglamentos y políticas de orden regional y de cada área de control en particular, ello junto a los organismos que son los encargados de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las normas.

A continuación, se estudiará el sistema de Nueva York, lo cual permitirá profundizar lo estudiado en esta sección, en cuanto a la utilización de las propuestas de la NERC y el establecimiento de otras normas en cuanto a la seguridad, ya que son en definitiva las áreas de control y los consejos regionales, los que deben proponer sus propias normas, de acuerdo claro a lo dispuesto por los organismos reguladores.

## **2.2 Sistema eléctrico de Nueva York (NYPP)**

### **2.2.1 Introducción**

A mediados de los años 90, el sistema eléctrico de Nueva York, perteneciente al consejo regional del **Northeast Power Coordinating Council (NPCC)**, comenzó a sufrir un proceso de reestructuración al igual que otros sistemas pertenecientes a los Estados Unidos, en lo concerniente a cumplir con los requerimientos hechos por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) a través de la orden 888. Éstos, se referían principalmente al acceso abierto a las redes de transmisión, una estructura desregulada y competitiva, sin participación mayoritaria de ninguno de los agentes del mercado.

Así, el sistema de Nueva York se inclinó por la formación de un "Pool", el cual bajo las reglas del consejo regional, la NERC y otros organismos, decidió reglamentar su sistema de acuerdo a criterios de confiabilidad locales, claro está, en consistencia con las desarrolladas por los restantes organismos reguladores.

En este nuevo orden, los requerimientos en materia de confiabilidad para el BPS (Bulk power system o SEP), son desarrollados por el NYSRC (New York State Reliability Council), requerimientos que deben ser utilizados tanto en la operación como la planificación del sistema, por la totalidad de los agentes del mercado. Estos requerimientos, son desarrollados de acuerdo a los criterios de confiabilidad utilizados por el NPCC (criterios regionales), **por la NERC (North American Electric Reliability Council), la FERC (Federal Energy**

Regulatory Commission), el PSC (New York State Department of Public Service) y la NRC (Nuclear Regulatory Commission).

Dada la obligatoriedad en el cumplimiento de los estándares mínimos establecidos por la NERC, se reconoce la existencia de algunas normas más exigentes, en particular para el estado de Nueva York. En esta materia, es el ISO (Independent System Operator), el encargado de implementar los procedimientos, políticas y normas conducentes a hacer cumplir lo reglamentado por el NYSRC.

### **2.2.2. Marco para el tratamiento de la confiabilidad**

Bajo el contexto regulatorio descrito y para su utilización en la reglamentación del NYPP, la confiabilidad es definida como el grado por cual el desempeño de los elementos del sistema resultan en electricidad siendo entregada a los consumidores dentro de estándares aceptables y en la cantidad deseada. A su vez, el grado de confiabilidad puede ser medida por la duración, frecuencia, duración y magnitud de los efectos adversos en el suministro eléctrico (o en el servicio a clientes) [Nysr99].

Además de entregar una definición más detallada para la confiabilidad y cñiéndose a lo establecido por la NERC, se subdivide la confiabilidad a la consideración de los dos elementos básicos del SEP: suficiencia y seguridad.

En cuanto a la operación y con respecto a la seguridad, se definen estados para dirigir la operación del sistema y mantenerlo dentro de los márgenes de funcionamiento normal. Los estados que se definen son los siguientes: estado normal, precautorio, alerta, emergencia mayor y restauración. Para todos estos se definen los estados en los cuales se deben encontrar las variables ante distintas contingencias y los requerimientos que deben cumplir los SC, como la reserva y la regulación de frecuencia.

### **2.2.3 Políticas y procedimientos**

#### **a) Operación**

En general, para efectos de la operación y planificación del sistema, se deben tomar en consideración tanto los rangos térmicos y limitaciones de voltaje de las instalaciones, como las contingencias a las que se encuentra sujeto.

Todo ello en el contexto de los estados en los cuales se puede encontrar el sistema. Para cada uno ellos se establecen rangos en los cuales deben estar las variables junto a disposiciones para la operación y procedimientos de operación para superar las emergencias y ocurrencia de contingencias, involucrando algunas de éstas el criterio N-2, como la pérdida de dos circuitos adyacentes en una misma estructura (esto sujeto a lo que se entiende por el criterio, ya que la salida de una torre podría estar sujeta al criterio N-1).

Otro aspecto fundamental para la seguridad del sistema lo constituye la reserva de generación. En el caso del NYPP, esta se separa en reserva de 10 y 30 minutos, estableciéndose que al menos el 50% de la primera de éstas, debe ser reserva en giro o sincronizada al sistema. También se establece la posibilidad de interrumpir ventas a mercados vecinos, junto al establecimiento de acuerdos para intercambio de reservas u apoyo en caso necesario. Todo lo anterior debe cumplirse ante la presencia de la contingencia más severa bajo criterios de transferencias normales.

Para el sistema de transmisión se establecen procedimientos para transferencias normales y bajo una emergencia, junto a los procedimientos que se deben adoptar para llevar el sistema al estado de funcionamiento normal, considerándose límites térmicos, de voltaje y estabilidad. Todo lo anterior y la recuperación del estado normal, deben llevarse a cabo en un lapso de 30 minutos, de acuerdo a lo dispuesto por la NERC.

En el caso de emergencias mayores, se establecen límites y procedimientos para variaciones por sobre y bajo un 5% de valores determinados, tanto para el voltaje como la estabilidad del sistema. Esto se complementa con

procedimientos ante deficiencia de reservas, baja de frecuencia, restauración del suministro junto a otras medidas para mantener la confiabilidad del sistema.

b) Planificación

El sistema debe ser diseñado y operado para un nivel de confiabilidad tal que la pérdida de parte importante del sistema o la separación inintencionada de parte de éste, no resulte de una contingencia previsible.

Para efectos de la planificación, se definen una serie de contingencias que deben ser soportadas e incorporadas al análisis del sistema, tolerándose sólo la pérdida de porciones radiales de éste, siempre y cuando no se afecte la confiabilidad global del conjunto. Entre las contingencias consideradas se encuentran las siguientes: cortocircuito trifásico en cualquier generador, línea o transformador, con despeje; pérdida de cualquier elemento sin presencia de falla o la pérdida simultánea y permanente de ambos polos de circuito de transmisión en corriente continua, sólo por mencionar algunos.

Además se establecen requerimientos en cuanto a la suficiencia de recursos (adequacy) y la capacidad del sistema de transmisión. El primero de ellos, tiene relación con la disposición de suficientes fuentes de generación, requerimientos que deben cumplir con la mantención de una reserva instalada del 22% (medida transitoria), de acuerdo a lo dispuesto por la FERC:

"La probabilidad de pérdida de carga firme (LOLP), debido a deficiencias del sistema de generación, no puede ser en promedio de más de un día en 10 años".

En tanto, el sistema de transmisión debe ser diseñado con capacidad suficiente para abastecer la demanda proyectada bajo condiciones de emergencia o ante determinada contingencia, las que abarcan tanto rangos térmicos como los de estabilidad del sistema, definiéndose límites para funcionamiento previo a la contingencia y posterior a la ocurrencia de ésta, limitándose también las transferencias según el estado del sistema. Estos criterios también se aplican ante la pérdida de cualquier generador, circuito de transmisión y transformadores, entre otros; asumiendo que la generación y los flujos en líneas son ajustados entre

perturbaciones, mediante uso de la reserva de 10 minutos u otros dispositivo disponible.

Para éste mismo, se establece que para efectos de la expansión, se debe tener en consideración la pronta y fácil restauración del sistema junto a la re-sincronización de las unidades perdidas. Esta consideración debe tomar en cuenta la configuración de las subestaciones y la disposición de elementos shunt, que faciliten la pronta re-energización y re-sincronización de las unidades al SEP.

De acuerdo a lo definido por la NERC, también se incorporan al análisis contingencias extremas. A través de estudios de planificación, se debe buscar medir la robustez del SEP y los efectos en el desempeño del sistema, para contingencias determinadas por el NYSRC.

En cuanto a la operación del sistema y con respecto a la seguridad, se definen estados para dirigir la operación del sistema y mantenerlo dentro de los márgenes de funcionamiento normal. Los estados que se definen son los siguientes: estado normal, precautorio, alerta, emergencia mayor y restauración. Para cada uno ellos se establecen rangos en los cuales deben estar las variables del sistema junto a disposiciones para la operación y procedimientos de operación para superar las emergencias y ocurrencia de contingencias, involucrando algunas de éstas el criterio N-2, como la pérdida de dos circuitos adyacentes en una misma estructura (esto sujeto a lo que se entiende por el criterio, ya que la salida de una torre podría estar sujeta al criterio N-1).

Otro aspecto fundamental para la seguridad del sistema lo constituye la reserva de generación. En el caso del NYPP, esta se separa en reserva de 10 y 30 minutos, estableciéndose que al menos el 50% de la primera de éstas, debe ser reserva en giro o sincronizada al sistema. También se establece la posibilidad de interrumpir ventas a mercados vecinos, junto al establecimiento de acuerdos para intercambio de reservas u apoyo en caso necesario. Todo lo anterior debe cumplirse ante la presencia de la contingencia más severa bajo criterios de transferencias normales.



Para el sistema de transmisión se establecen procedimientos para transferencias normales y bajo una emergencia, junto a los procedimientos que se deben adoptar para llevar el sistema al estado de funcionamiento normal, considerándose límites térmicos, de voltaje y estabilidad. Todo lo anterior y la recuperación del estado normal, deben llevarse a cabo en un lapso de 30 minutos, de acuerdo a lo dispuesto por la NERC.

En el caso de emergencias mayores, se establecen límites y procedimientos para variaciones por sobre y bajo un 5% de valores determinados, tanto para el voltaje como la estabilidad del sistema. Esto se complementa con procedimientos ante deficiencia de reservas, baja de frecuencia, restauración del suministro junto a otras medidas para mantener la confiabilidad en el sistema.

## **2.3 Sistema eléctrico de España**

### **2.3.1 Introducción**

Al igual que muchos sistemas eléctricos del mundo, España avanza en la implantación de un modelo de libre competencia. A partir del año 1998, comenzó a funcionar el mercado mayorista, mercado donde se realizan transferencias de energía y de servicios complementarios, como regulación de frecuencia secundaria y terciaria junto a los servicios requeridos para la regulación de voltaje, dentro de otros. A cargo del funcionamiento del sistema se encuentran dos organismos: el Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica del Sistema Eléctrico (a cargo del transmisor Red Eléctrica de España S.A) y el Operador del Mercado, responsable de la gestión económica del Sistema (OMEL S.A).

El mercado funciona básicamente sobre la base de dos mercados, el diario y el intradiario, los cuales operan de la siguiente manera:

- En el mercado diario se realizan las transferencias de compra y venta de energía eléctrica, gestionado por el operador del mercado.
- Por otra parte, en el mercado intradiario se negocian cantidades adicionales de energía para efectuar el balance entre oferta y demanda. Este proceso está a cargo

del operador del sistema, proceso para el cual cuenta con la ayuda del operador del mercado.

- Las restricciones técnicas que surgen como consecuencia de las limitaciones derivadas de la red de transporte y del sistema en general, son incorporadas a la programación diaria a través de un procedimiento conjunto entre el operador del sistema y el operador del mercado.

La secuencia que se sigue en la operación del mercado y la programación, es la siguiente:

- Obtención de la programación base en el mercado diario (en base a ofertas).
- Análisis de las restricciones técnicas, modificándose el programa base, para posterior convocatoria del mercado de servicios complementarios, para satisfacer los requerimientos por regulación secundaria y terciaria.
- Luego se convoca al mercado intradiario, obteniéndose así la programación horaria, la cual igualmente está sujeta a modificaciones que pudieran surgir en la operación en tiempo real.

La operación del sistema, brevemente descrita anteriormente, junto a todos los aspectos involucrados en el sector eléctrico, se encuentran afectos a la regulación que lleva a cabo la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE, antiguamente CSEN), organismo público dependiente del Ministerio de Energía. La misión esencial de la CNSE es la de velar por la competencia efectiva y la transparencia y objetividad en el funcionamiento del sistema eléctrico, en beneficio de todos los sujetos que operan en el sistema y de los consumidores.

Este organismo es el encargado de elaborar y fiscalizar la ejecución de normas y procedimientos establecidos por el Ministerio, teniendo injerencia directa sobre la planificación del sistema, la elaboración de disposiciones generales, tarificación y retribución de servicios.

### **2.3.2. Marco para el tratamiento de la confiabilidad**

En el caso del sistema español, para efecto de elaborar los criterios de confiabilidad (especialmente sobre seguridad) que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, se toman en consideración los criterios utilizados en el diseño y

planificación de la red de transporte, de manera que exista una coherencia entre las condiciones de diseño y las de utilización de la red, es decir entre las disposiciones para el corto y el largo plazo. Estos criterios son obligatorios para todas las instalaciones de la red gestionadas por el operador del sistema (OS) y para todas las instalaciones de generación conectadas directamente a la red de transmisión.

A diferencia de lo que sucede en los sistemas anteriormente estudiados, en el sistema español no se encuentra un marco explícito para el tratamiento de la confiabilidad.

Al igual que en el NYPP, se establecen estados de operación para el sistema junto a procedimientos para la operación del sistema, para definir y efectuar las maniobras de control necesarias, para la transición del sistema entre estados. De acuerdo a lo propuesto por [Fink78], en el caso del sistema español los estados del SEP se definen de la siguiente manera:

- **Estado normal:** Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados.
- **Estado de alerta:** Situación correspondiente al caso en que, aún siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.
- **Estado de emergencia:** Situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal. Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.
- **Estado de reposición:** Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Para efectuar el control sobre el estado en el cual se encuentra el sistema se definen los siguientes parámetros: Frecuencia, tensiones en los nudos de la red y los niveles de carga en los diferentes elementos del sistema transmisión.

### 2.3.3 Políticas y procedimientos

#### a) Operación

En orden de normar las condiciones para los distintos estados del sistema, se definen márgenes de variación admisibles para los parámetros de control en la operación. Para el funcionamiento normal del sistema, se establecen los siguientes aspectos y disposiciones:

- 1) Frecuencia: Por encontrarse el sistema eléctrico peninsular conectado al sistema europeo, los márgenes de variación de la frecuencia vienen dados por las consignas emitidas por la UCPTE (Control).
- 2) Tensión: En los Procedimientos de Control de Tensión de las diferentes zonas eléctricas, se establecen los perfiles de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos. Estos procedimientos tienen en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes de diseño de las instalaciones y por las condiciones de entrega de energía establecidas en los nudos frontera de la red de transporte, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.
- 3) Carga: Los niveles de carga de los elementos de transporte no pueden superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transmisión.

También se define el comportamiento que tiene que presentar el sistema frente a contingencias, aplicándose el criterio N-1, N -2 e incorporándose al igual como lo estipula la NERC, el análisis de contingencias extremas. El estado que deben presentar las variables que definen el estado del sistema junto a los requerimientos se resume en la tabla 2.1, la que se adjunta a continuación.

Tabla 2.1: Estado de los parámetros del sistema ante distintas contingencias (Caso español)

Condiciones	Requerimientos
Sin fallo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La frecuencia sigue las consignas de la UCPTE.</li> <li>▪ No existen sobrecargas.</li> <li>▪ Las tensiones siguen los valores establecidos en los Procedimientos de Control de Tensión.</li> </ul>
Fallo simple de línea, Transformador, grupo o reactancia (Criterio (N-1))	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No hay cortes de carga.</li> <li>▪ No existen sobrecargas en las líneas (transitorias de hasta un 15% y duración inferior a 20 minutos).</li> <li>▪ Se admiten sobrecargas en transformadores de:               <ul style="list-style-type: none"> <li>10% invierno (Nov. a Marzo, incluido).</li> <li>0% en el resto del año.</li> </ul> </li> <li>▪ Tensiones comprendidas entre:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Nivel de 400 kV: 380 - 435 kV</li> <li>Nivel de 220 kV: 205 - 245 kV</li> </ul> </li> </ul>
Fallo de doble circuito, o Grupo más línea	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No hay cortes de carga.</li> <li>▪ Se admite un 15% de sobrecarga en las líneas.</li> <li>▪ Se admiten sobrecargas en transformadores de:               <ul style="list-style-type: none"> <li>20% invierno (Nov. a Marzo, incl.)</li> <li>10% verano (Junio, Julio y Agosto)</li> <li>15% en los restantes meses</li> </ul> </li> <li>▪ Tensiones comprendidas entre:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Nivel de 400 kV: 375 - 435 kV</li> <li>Nivel de 220 kV: 200 - 245 kV</li> </ul> </li> <li>▪ No hay situación de riesgo de colapso de tensión</li> </ul>

De acuerdo a la tabla, se ve que ya sea bajo la aplicación del criterio N-1 u N-2, no se producen pérdidas de suministro. Adicionalmente a los anteriores criterios y en todos los casos, se debe garantizar la no-existencia de una condición de

inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión.

En los casos de porciones radiales de doble circuito, se limita la aplicación del criterio N-1, dado que ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, dejaría de cumplir automáticamente el criterio. En estos casos se dispone de la adopción de medidas tendientes a reducir al máximo los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea, teniéndose también que valorar el riesgo de fallo de la otra en el caso de programación de trabajos con indisponibilidad de una de ellas.

Para mayor seguridad del sistema, también se contempla la realización de un estudio complementario de estabilidad (falla trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección, ubicada en la posición más desfavorable de la línea o doble circuito). Por otra parte y ante situaciones especiales, como eventos de interés público o condiciones climatológicas adversas, el operador del sistema puede tomar las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos de los descritos en puntos anteriores.

En cuanto a la operación en sí del sistema, se establecen disposiciones en cuanto a reserva, para regulación de la frecuencia y potencia (reserva primaria, secundaria y terciaria), para hacer frente a desviaciones entre la generación y el consumo y otros servicios complementarios como regulación de voltaje. Si bien la reserva primaria es obligatoria para todos los agentes del mercado y se reconoce como un servicio complementario, tanto la reserva secundaria como la terciaria son transadas en el mercado, de acuerdo a ofertas propuestas por cada generador (orden de mérito).

#### b) Planificación

En este aspecto, la normativa vigente no profundiza de la misma forma que en lo referente a la operación. Un aspecto que resulta relevante es el análisis de la seguridad en la cobertura y para la previsión del abastecimiento en el mediano y

corto plazo, para lo cual el operador del sistema debe, con un horizonte anual móvil analizar los siguientes aspectos:

- Análisis de seguridad en nudo único.
- Análisis de seguridad zonal, previendo posibles problemas de cobertura

El primero de éstos, evalúa el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción, teniendo en cuenta la disponibilidad de combustibles, las reservas hidroeléctricas en los embalses, la disponibilidad de grupos generadores y la hidráulidad, con diversos escenarios de demanda. El análisis toma en cuenta la utilización prevista de los recursos de generación e incluye la evolución global de las reservas hidráulicas anuales e hiperanuales, con diferentes probabilidades de ocurrencia. Los índices de riesgo en este caso son el valor esperado de la energía demandada y no suministrada y el margen de reserva.

El análisis zonal por su parte, pone de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación y de transporte para evitar situaciones que supongan una reducción de la seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas.

Como ya se mencionó en la sección anterior, las contingencias incluidas utilizan la aplicación del criterio N-1 y N-2 (líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 Km de su trazado) , considerándose también el fallo del mayor equipo generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

En cuanto a requerimientos en generación se establece lo siguiente:

- Reserva de regulación primaria (AGC): 1,5% de la potencia nominal para cada generador, obligatoria para todos los generadores.
- Reserva de regulación secundaria: los requerimientos para este tipo dependen de la carga horaria (Margen del regulador secundario, corresponde al margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, utilizada como reserva o banda a subir o a bajar)
- Reserva de regulación terciaria: se establece que esta reserva debe ser igual a la potencia del mayor grupo generador para cada bloque de programación por un

2% de la carga del sistema (Reserva para estar en operación dentro de 15 minutos, movilizada con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria).

Si bien estos últimos se relacionan a la planificación de la operación y al corto plazo (caso de reserva secundaria y terciaria), los requerimientos para el establecimiento de ciertos porcentajes de reserva primaria dan una señal para las inversiones en el largo plazo, limitando de manera no despreciable la capacidad a la cual operarán las centrales.

## **2.4 Colombia**

### **2.4.1 Introducción**

A comienzos de los años 90's, un estudio realizado a las empresas del sector eléctrico colombiano, en esa época integradas verticalmente y de propiedad estatal, mostró resultados altamente desfavorables en términos de eficiencia administrativa, operativa y financiera, razón por la cual a partir de los años 91-92 se comienza a reformular la estructura del sector, incentivando la participación de privados y estableciendo el libre acceso a las redes de transmisión, adoptándose un modelo básico similar al esquema inglés (diferencias en lo relativo al negocio de comercialización).

Bajo este esquema, teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y propendieran por la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de Transmisión y Distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

En la actualidad, el mercado eléctrico colombiano se estructura entorno al Mercado Eléctrico Mayorista, el cual se encuentra en funcionamiento desde el año



1995. En este mercado, se transan bloques de energía eléctrica entre generadores y comercializadores, ya sea mediante la utilización de contratos a largo plazo y/o en bolsa sobre cantidades y precios definidos ("pool de generadores"), donde se transan cantidades en el contexto de un mercado spot. En este último, se reciben las ofertas horarias de cada uno de los generadores, junto a su disponibilidad (la mejor estimación de la Disponibilidad esperada) para participar del mercado, creándose junto a ello un cargo por capacidad para así incentivar a aquellos generadores que aportan potencia firme al sistema y otorgar señal para la expansión del sistema, reduciendo así también la volatilidad presente en los precios de la bolsa.

El organismo encargado de desarrollar el entorno regulatorio y los mecanismos adecuados para el funcionamiento de este mercado fue la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), la cual en forma continua en conjunto con otros organismos, revisa y dicta nuevas resoluciones y modificaciones a las ya existentes. La CREG, posee dentro de otras las siguientes atribuciones:

- Regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía.
- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional.
- Crear las condiciones que garanticen la oferta energética.
- Liberar el mercado hacia la libre competencia.
- Definir metodologías para cálculos tarifarios a usuarios regulados y finales, bajo criterios económicos, sociales, ambientales y de competencia.

Bajo este entorno, resulta importante la identificación de los actores del sector. Dentro de éstos, se encuentra el Coordinador Nacional de Despacho (CND), organismo encargado de operar el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Así también resulta importante el Consejo Nacional de Operación (CNO), organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. Por último se encuentran los generadores, el sistema de transmisión Nacional (STN), los comercializadores y distribuidores como también los clientes libres y consumidores.

#### **2.4.2. Marco para el tratamiento de la confiabilidad**

Al igual que en el sistema español, no se encuentra un marco explícito para la confiabilidad, aunque se diferencia el tratamiento de la confiabilidad, seguridad y calidad.

Se asocia la confiabilidad especialmente a las interrupciones del servicio y su duración, separando la continuidad como parte de la calidad (compuesta por armónicos y frecuencia) y tratando la seguridad en forma independiente.

No se da un marco del todo coherente, ya que para la planificación del sistema de transmisión se dan herramientas para evaluación de la confiabilidad, que se basan en métodos probabilísticos (mediante índice) o determinísticos (mediante la incorporación del criterio N-1).

De forma similar a lo estudiado en los otros sistemas, aparecen estados de operación: normal, de alerta, de emergencia y restaurativo.

#### **2.4.3. Políticas y procedimientos**

En el aspecto normativo, se distingue la existencia de un código de redes, el cual se encuentra compuesto por los siguientes códigos específicos:

- Código de Planificación.
- Código de Operación.
- Código de Conexiones.
- Código Comercial.

Para efectos del presente estudio, resultan especialmente relevantes los dos primeros, en cuanto a disposiciones para la mantención de la confiabilidad en la red y como parte de la planificación del sistema.

##### **a) Operación**

En el aspecto operativo, el sistema colombiano se encuentra estructurado sobre la base de áreas operativas (y Sub-Áreas), las cuales se definen como "el

conjunto de activos de transporte, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de dos Sub-Áreas Operativas, presentan alguna restricción en la infraestructura del STN, lo cual exige generaciones forzadas en el Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN". Bajo esta estructura, es el CND el encargado de la coordinación, supervisión y control de la operación del SIN, en conjunto con los centros de despacho regionales (CRD), bajo los cuales se agrupan las áreas y sub-áreas operativas. El CND recomienda, para aprobación del CNO, las modificaciones a las áreas operativas cuando sea necesario de acuerdo con cambios en la configuración del SIN.

El Planeamiento Operativo Eléctrico se divide en cuatro etapas denominadas Largo, Mediano, Corto y muy Corto Plazo. En cada una de las etapas se efectúa análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico, abarcando lapsos de tiempo que van desde los 5 años a la situación horaria. Mediante los estudios realizados en esta etapa, se determinan los requerimientos del sistema en cuanto a reservas, compensación, regulación y se establecen las áreas operativas, para mantener los niveles de confiabilidad expuestos en los códigos,.

Adicionalmente y en el código de operación del sistema, y con el fin de garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión para cubrir la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada calidad y seguridad, se toman en consideración una serie de criterios generales, dentro de los cuales se encuentran los límites de tensión, disposiciones para definir las condiciones para los estados de operación, cumplimiento del criterio N-1 en estado estacionario y una serie de otras consideraciones, especialmente en cuanto a fallas a considerar, tiempos de actuación, características de los elementos y la incorporación de los análisis de estabilidad.

Por otra parte y para dar soporte al sistema, se establecen distintos tipos de reservas junto a otros requerimientos como control automático de generación, regulación de voltaje y el establecimiento de esquemas de desconexión automática de generación y carga (DAC). Las reservas que se definen para la operación del sistema son las siguientes: Reserva de regulación primaria (obligatoria), Reserva de regulación secundaria (para prestar este servicio, los generadores hacen declaratoria

de disponibilidad junto a la oferta, ya sea en la bolsa o vía contratos con otros agentes), Reserva operativa y Reserva rodante.

Junto a requerimientos para la generación de reservas y generación forzada o de seguridad (tratamiento similar a mercado para servicios complementarios), resulta importante para la seguridad, el establecimiento y diseño de esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia, para lo cual se dispone del cumplimiento de una serie de disposiciones, dentro de las cuales se encuentra que el disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no debe activar la primera etapa de desconexión.

Para efectos del diseño de este esquema se establece que cada empresa distribuidora debe habilitar hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y en consecuencia evitar en lo posible colapsos totales. Por otra parte se especifica que en donde el esquema de desconexión nacional sea insuficiente, por ejemplo, en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas que están localizadas en estas áreas deben instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento.

Resulta importante recalcar que se considera la salida de la unidad generadora más grande del sistema, ello dentro de los esquemas de desconexión de carga.

En forma general, se puede constatar la existencia de una regulación que incorpora numerosos aspectos relacionados con la seguridad en la red. Se reconoce la utilización del criterio N-1, aunque para efectos de determinación de generación de seguridad se utiliza para efectos de cálculo la salida de más de un elemento. No obstante las áreas del sistema deben soportar la salida de cualquier elemento perteneciente a éste y se cuenta con una serie de servicios que refuerzan la seguridad en la operación del sistema, como reservas, regulación junto a los DAC. Parte de estos servicios son ofertados en la bolsa de energía o son contratados de acuerdo a necesidades propias de los distintos agentes o cuando el regulador así lo estipula.

b) Planificación

Para efectos de la planificación del sistema, en el código de redes se especifica que la expansión del STN se debe realizar a corto (3 años), mediano (5 años) y largo plazo (mayor a 10 años), mediante planes de expansión flexibles que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos.

Por otra parte y para efectos de la evaluación de confiabilidad en la planificación del STN, se permite el uso de métodos tanto determinísticos como probabilísticos, a criterio del Transportador. El criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo incluyendo: costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas, y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión. El criterio de mínimo costo debe ser equivalente al de los planes de expansión de referencia utilizados para el cálculo de los ingresos regulados de la actividad de transmisión. Así, se hacen las siguientes distinciones para ambos métodos:

- **Método probabilístico:** Para el análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), en cada uno de los nodos donde existe demanda, sea inferior al 1% medido en el nivel de 220 kV. Para calcular el VERP se tomará como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1% acumulado anual por cada 100 Km de línea y por cada circuito.
- **Método determinístico:** Para el análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos se debe utilizar el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez.

Para mayor seguridad del sistema, el STN se debe planear en concordancia con la planificación de la generación para que, entre Transportadores y Generadores y bajo la coordinación del CND, se garanticen los siguientes aspectos, dentro de otros:

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV.

Con relación a la generación, si bien no se plantean requerimientos específicos en cuanto a reservas como porcentaje de la capacidad instalada, se busca incentivar la inversión y expansión mediante los cargos por capacidad, otorgando la señal económica adecuada para la expansión en el largo plazo. Buscando disminuir el riesgo asociado a transar en la bolsa, sobretodo en el caso de generadores entrantes, se fija un piso de ingresos al aportar potencia firme al sistema, pago que se fija en función de costos de capital eficientes (Costo asociado a turbinas [\$/kW])

Con respecto al sistema eléctrico colombiano resulta interesante la forma en que se traspasan los costos de seguridad, los cuales pasan desde los prestadores del servicio, los generadores usualmente, ya sea hacia comercializadores u operadores del sistema, los que luego son traspasados a través de los contratos. Junto a ello, existen mecanismos que resuelven parte de las imperfecciones que pueden surgir al ofrecer estos servicios, que puede no resulten del todo competitivos.

En general se encuentra cierta coherencia entre las disposiciones del largo plazo y las del corto plazo, ello debido a los aspectos que se involucran en la planificación del sistema y lo dispuesto para la operación del mismo, sobretodo en materia de seguridad. De esta manera, a través de la planificación y lo que compete al organismo regulador, se determinan los requerimientos del sistema, en cuanto a reservas y los demás requerimientos vistos a través de esta sección, los cuales deben ser consistentes con lo que se determine en la operación real al hacer disposiciones por generación de seguridad y soporte al sistema, integrándose por otra parte la generación y transmisión a través de disposiciones, por ejemplo en criterios a cumplir en la planificación del sistema.

c) Generación por seguridad

Otro aspecto importante en materia de seguridad, se determinó mediante la resolución 038, dictada el año 1999 (modificación a normativa vigente), donde se dispone el requerimiento para la generación de seguridad (además de las disposiciones en cuanto a seguridad y confiabilidad en el SEP, establecidas en códigos de operación y planificación). Esta resolución abarca numerosos aspectos importantes en cuanto a prestación de servicios para reforzar aspectos comunes a la confiabilidad del sistema, definiéndose de la siguiente forma:

- Generación de Seguridad (GS): Generación forzada que se requiere para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN [GS].
- Generación de Seguridad Fuera de Mérito: Generación forzada requerida para suplir las Restricciones del SIN, cuyo precio de oferta es superior al precio de bolsa.

La determinación de la Generación de Seguridad es función del Centro Nacional de Operación (CNO), en cuanto a identificar y clasificar las restricciones del SIN, así como, definir las Generaciones de Seguridad asociadas con dichas Restricciones en cada Sub-Área y Área Operativa del Sistema.

Entre las restricciones consideradas en la generación de seguridad se encuentran las siguientes: Requerimientos por soporte de reactivos, cumplimiento de criterio de confiabilidad (ya sea de criterio determinístico o probabilístico), indisponibilidad prevista en el despacho y redespachos, entre otros. Para la determinación de la Generación de Seguridad, el procedimiento y los aplicables que se establecen se enumeran a continuación:

- i) Se considera el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia para los análisis que permiten establecer la Generación de Seguridad del SIN.
- ii) Se determina la generación forzada requerida por la existencia de restricciones en la infraestructura de los STR's (Sistema de Transmisión Regional) y/o SDL's (Sistema de distribución local), o por requerimientos de soporte de reactivos en dichos Sistemas (GS0 y GS'0).

iii) Se determina la generación forzada requerida para dar cumplimiento, allí donde físicamente sea posible, a los siguientes criterios de desempeño por Sub-Área Operativa y Área Operativa del SIN:

- Criterio Determinístico: Contingencia N-1.
- Criterio Probabilístico: Confiabilidad VERPC.

iv) Se determina la generación forzada adicional, requerida por restricciones en activos de interconexión internacional.

v) Se determina la generación forzada adicional, requerida por consideraciones de soporte de reactivos o estabilidad del STN.

vi) Se determina la generación forzada requerida por exigencia adicional atribuible a una exportación internacional.

En general, se establece que la generación de seguridad (GS) debe ser suficiente en cada área y Sub-Área operativa, de tal manera que el sistema resista la falla más crítica bajo el criterio N-1, en conjunto con generaciones forzadas que pudieran surgir a causa de limitaciones en el STN o el STR.

De importancia resulta el tema de la reconciliación de costos asociados y la responsabilidad de cada uno de los agentes del SIN. En esta materia se reconocen los siguientes tipos de costos:

- **Costos de Reconciliación Positiva por Desviaciones:** Costos asociados con desviaciones admisibles de generación.
- **Costos de Reconciliación Positiva por Generaciones de Seguridad:** Costos asociados con Generaciones de Seguridad Fuera de Mérito.
- **Costos de Reconciliación Negativa:** Costos asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por Generaciones de Seguridad Fuera de Mérito o por desviaciones admisibles de generación.

Los costos en los cuales se incurre son traspasados a ya sea, operadores o comercializadores, los cuales luego son traspasados a clientes finales, todo ello a prorrata de la potencia y energía contratada..



Cabe hacer notar que los costos son asignados sólo si son despachados por sobre el despacho ideal, ya que en caso contrario, su cuenta por liquidaciones en materias de reconciliación decrece (se supone esto como una medida para desincentivar la participación sólo de este mercado, ya que el precio al cual se vende puede resultar en la mayoría de los casos mayor al spot para suministrar energía).

A través de la resolución se mencionan aspectos de suma importancia para la evaluación de la seguridad tanto como objetivos y precisiones en la adopción de ésta misma, esto en cuanto a precisar los aspectos relativos a la determinación, asignación y pago de la Generación de Seguridad. De esta manera se busca direccionar las señales económicas a los agentes, separar la generación competitiva de la no competitiva y ejercer un control efectivo sobre el comportamiento de los agentes en relación con las ofertas de la Generación de Seguridad. También se sientan las bases metodológicas para identificar y clasificar las restricciones y las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, así como los criterios generales y procedimientos para evaluar la relación Beneficio/Costo de levantar las distintas restricciones del STN.

## **2.5 Reino Unido**

### **2.5.1 Introducción**

El sector eléctrico inglés se encuentra reestructurado desde el año 1989, año en el cual se dicta la Electricity Act. En ésta se sientan las bases para introducir la libre competencia en la generación y la comercialización de electricidad, junto a la creación de mecanismos para promover la eficiencia económica en los sectores que se establecen como monopolios regulados (transmisión y distribución).

El sistema del Reino Unido y Gales, que se interconecta con el sistema de Escocia y Francia, se encuentra regulado por el Offer (Office Of Electricity Regulation). El Offer, organismo independiente creado por la Electricity Act, se encuentra a cargo de un director general, el cual posee dentro de otras funciones, la de velar por los intereses de los consumidores junto a la promoción de la libre

competencia, creando junto a ello, los mecanismos regulatorios apropiados para el desenvolvimiento de los agentes del mercado. Este organismo forma parte del Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), el cual regula el mercado energético en general

El mercado eléctrico inglés se encuentra estructurado entorno a un "pool", donde concurren generadores y comercializadores. En éste, la electricidad es tratada como un "commodity abierto", por lo que se valorizan las transacciones sobre la base de potencia. En este contexto, los generadores ofertan capacidad y precio por [kW] para el día siguiente, esquema que produce que el mercado este sujeto a un alto grado de volatilidad en los precios.

Por este motivo y para contrarrestar este efecto, existen contratos de corto y largo plazo en el Pool, contratos denominados Contratos por Diferencia (CFD), los cuales permiten tener cierto grado de control sobre los precios del pool. Estos contratos gestionan en forma independiente entre los generadores y los comercializadores, y suelen poseer un precio de ejercicio para una cantidad de potencia y un periodo de tiempo especificados, reliquidándose la diferencia según corresponda. Los CFD son esencialmente instrumentos financieros para manejar el riesgo y se usan para casi el 90% de la potencia transada en el Mercado.

Cabe señalar que desde el año 1998, no se hace distinción entre clientes libres y domésticos, por lo que es opción de cada consumidor la elección de quien le provee el suministro energético. En este entorno, el sistema de tarificación para los segmentos de transmisión, distribución y comercialización que se adopta es el Price Cap, donde por medio de  $RPI - X$ <sup>3</sup> se controla el nivel de precios, dando incentivos para la eficiencia de las compañías, esto a partir de las ganancias y parámetros fijados durante el período de control de precios.

---

<sup>3</sup> RPI es el Retail Price Index, equivalente al índice de precios al consumidor o IPC, como medida para la inflación. Por otra parte, X es una variable que toma cierto valor, dependiendo de las condiciones para el período de fijación. A través de esta modalidad, no se permite que el ingreso promedio se incremente allá de un nivel X especificado, por debajo de la tasa de inflación.

Es la NGC (National Grid Company), operador del sistema y dueño de las líneas de transmisión, el encargado de programar y despachar las unidades en tiempo real, previa determinación del despacho ideal (irrestricada). Posteriormente, la inclusión de las restricciones del sistema de transmisión, las nuevas declaraciones de disponibilidad de generadores y los ajustes para abastecer la demanda, otorgan el Costo Marginal del Sistema (CMG), al cual se realizan las transacciones en el mercado spot.

Al CMG, al igual que en el sistema colombiano, se le agrega un cargo por capacidad, el cual provee un incentivo para mantener un adecuado margen de reserva por sobre el nivel de demanda. Así, este cargo puede ser cero si existe suficiente capacidad o puede alcanzar altos valores en situaciones de emergencia o cuando el margen disminuye.

Al sumar el CMG o SMP (System Marginal Price) con el pago por capacidad, se obtiene el Precio de Compra en el Pool o PPP (Pool Purchase Price), precio al cual venden los generadores. Por su parte, los comercializadores compran al Pool en el PSP (Pool Selling Price) o precio de venta, el cual se compone del ya mencionado PPP más los costos que surgen por el suministro de otros servicios, dentro de los cuales están los servicios complementarios dentro de otros, los cuales son conocidos como “Uplift Costs”. Este precio finalmente es traspasado a consumidores finales, dependiendo de su localización geográfica a través de factores de penalización.

Lo antes mencionado, se puede esquematizar gráficamente como se muestra a continuación (Figura 2.1):

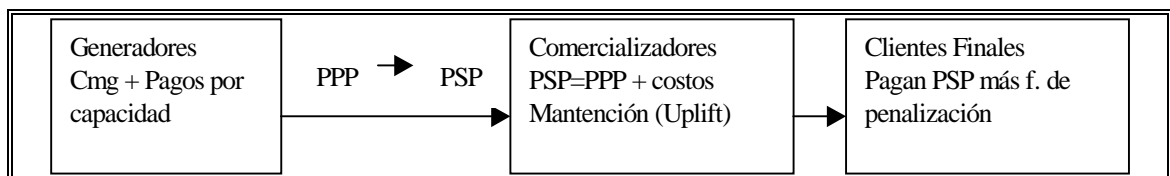


Figura 2.1: Componentes de traspasos entre agentes del mercado eléctrico  
inglés

Los costos pertenecientes al Uplift, incluyen una serie de costos en los cuales se incurre en la operación del sistema, como por ejemplo:

- Pagos por disponibilidad no despachada (unidades que se encuentran disponibles pero que no son utilizadas).
- Costos de generación adicionales resultantes de la diferencia entre el pronóstico de demanda y la demanda real, junto a la diferencia entre la disponibilidad pronosticada de generadores y su real disponibilidad al momento del despacho.
- Pagos originados por servicios complementarios para la operación confiable de la red.

### **2.5.2 Marco para el tratamiento de la confiabilidad**

No se establece un marco conceptual para el tratamiento de la confiabilidad, aunque se abarcan conceptos como la seguridad y la calidad en el suministro.

La seguridad se asocia a la entrega del suministro en forma continua, junto al establecimiento de formas eficientes para la provisión de los SC y el mantenimiento de la estabilidad del sistema, lo que en conjunto produce que el sistema opere en forma confiable. Por otra parte, a la calidad se le asocia con la mantención de la frecuencia y el voltaje dentro de límites razonables (1% de variación).

Como sucede en otros países estudiados, se establecen requerimientos para distintos estados de operación, previo y post contingencia, aunque este marco no es explícito.

### **2.5.3 Políticas y procedimientos**

Para efectos del estudio, en cuanto a confiabilidad de la red, resulta especialmente importante el concepto de los costos derivados del Uplift. En este sentido, es responsabilidad de la NGC, como operador del sistema y dueño del sistema de transmisión de Inglaterra y Gales, mantener y operar el sistema, desarrollando y manteniendo un sistema eficiente, coordinado y económico, para así facilitar la competencia en la comercialización y la generación de electricidad.

En el orden de mantener la estabilidad eléctrica en el sistema, se debe mantener el equilibrio entre generación y consumo, manteniendo la frecuencia dentro de límites prefijados. Los costos para mantener la seguridad y la calidad en el suministro, junto a los costos para proveer de disponibilidad de generación a la NGC y los costos asociados con la provisión de suficiente capacidad para la restauración del sistema, son conocidos en su conjunto como los costos (Uplift Costs), los cuales son de responsabilidad de la NGC. Este esquema para la provisión de servicios, que hacen que el sistema opere de manera más confiable junto al sistema remuneratorio y de gestión implementado, se estudia con posterioridad.

a) Operación

Se separa el tratamiento para sistemas con demanda superior a los 1500 [MW], entre 300 y 1500 [MW] e inferiores a 300 [MW]. En general y en materia de seguridad, se realiza la planificación de la operación del sistema considerando las contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia.

El sistema está sujeto al cumplimiento del criterio N-1 y N-2 en algunos casos, considerándose para efectos del análisis la salida de la unidad generadora de mayor envergadura de las zonas consideradas.

En condiciones de operación normal como de contingencia, no se permite la interrupción en la entrega del suministro. En el sistema principal y en zonas con demanda superior a los 1500 [MW], se especifica que la aplicación del estándar es válida sólo si no se producen pérdidas económicas considerables al aplicarlo, teniéndose procedimientos alternativos para estos casos. En el caso de zonas con demanda inferior a los 1500 [MW], se dispone de generación fuera de mérito para hacer cumplir el estándar.

Para las fallas consideradas en la aplicación del criterio N-1 o N-2 (pérdida de un simple o doble circuito, transformador, generador), se hacen requerimientos en cuanto a límites para las variaciones de voltaje y frecuencia junto a condiciones de estabilidad. Además se dispone de esquemas de desconexión de carga y requerimientos en la sobrecarga de elementos del sistema.

En cuanto a calidad se refiere, no se hacen requerimientos específicos, ya que lo antes mencionado guarda relación con la seguridad del sistema, según como se aborda en el estándar. Ello se limita a la interpretación, puesto que se encuentran y tratan variables técnicas asociadas a la calidad.

Los servicios necesarios para cumplir con estos estándares son tratados a través de un mercado para los SC, el cual como se mencionó anteriormente tiene características particulares, ello tanto en su provisión como en el papel que juega la NGC.

b) Planificación

En cuanto a la planificación del sistema, se separa el tratamiento en estándares aplicables a la conexión de nuevas centrales al sistema (diseño desde la unidad generadora hasta el troncal de la red) y estándares aplicables al sistema de transmisión principal, primando la mantención de la seguridad del sistema por sobre análisis de los perjuicios económicos para los consumidores (ello por cuanto no se han realizado estudios de costos-beneficios involucrados).

Se dispone de requerimientos de diseño para la seguridad de las interconexiones, estableciéndose en primer lugar el cumplimiento del criterio N-1 en las instalaciones de inyección, situación en la cual la central debe ser capaz de evacuar su potencia máxima por el restante circuito.

En la aplicación del criterio N-1 y N-2 en el sistema troncal, se establece que éstos no pueden causar pérdida de generación mayor o igual a la suma de los dos generadores de mayor envergadura en el sistema, condición en la cual la frecuencia y el voltaje deben permanecer dentro de rangos normales.

De no cumplirse lo dispuesto en los estándares, se penaliza económica y técnicamente. Otros estándares se refieren a la cantidad de circuitos para la conexión al troncal, dependiendo de la potencia instalada de la central y los factores de carga, dentro de otros.

Con respecto a la planificación del sistema troncal de transmisión, el cual a diferencia del anterior se realiza procurando garantizar la seguridad en condiciones

de punta invernal del sistema, se establece que bajo condiciones de contingencia (nombradas en la sección anterior) no se pueden producir cortes de mercado ni restricciones en la potencia que entregan las centrales generadoras en condiciones de punta.

El cumplimiento del estándar es obligatorio, salvo en casos en los cuales de acuerdo a argumentaciones económicas globales del sistema y por la generación forzada fuera de mérito, se justifique el limitar la capacidad de transmisión del sistema.

También se establecen estándares para la capacidad de transferencia entre áreas de demanda superior a los 1500 [MW], condiciones en las cuales las líneas de interconexión deben ser capaces de transferir toda la energía incluso ante la salida de dos circuitos o bien de uno de ellos. Ello junto a estándares para calcular la capacidad de los sistemas.

#### c) Estudio del Uplift

Inicialmente, durante el periodo de reformas a comienzos de los años 90's, los costos pertenecientes al Uplift representaban la diferencia entre el precio pagado a los generadores y el pagado por los comercializadores (PPP-PSP). Entre los costos se distinguían los siguientes componentes:

- Resultado operacional: costos provenientes de la diferencia entre la programación irrestricta para el día siguiente y el despacho en tiempo real.
- Servicios complementarios: Cargo impuesto para pagar por contratos de servicios esenciales requeridos para la calidad y seguridad del suministro.
- Disponibilidad no-despachada: Pagos hechos a los generadores que no están incluidos en la programación ideal, pero están disponibles como reserva del sistema para generar en un breve lapso.

Hasta los años 94-95, estos costos eran traspasados directamente a los comercializadores, periodo durante el cual presentaron una creciente alza llegando casi a un 200% respecto de su valor original, esto durante los primeros cuatro años de funcionamiento del pool. Ante esta situación, se decidió traspasar la responsabilidad en parte de las componentes del costo del Uplift del pool a la NGC y proveer

esquemas de incentivos financieros para controlar los costos derivados de la operación segura de la red. Estos esquemas han evolucionado y en la actualidad se incentiva a la NGC en tres elementos del Uplift:

- Servicios de transmisión (TSU: Transmission Services Uplift): Los costos resultantes de la operación y relacionados con la transmisión, junto a los costos por servicios complementarios (Se agrupa la antigua disponibilidad no despachada y parte de los SC, como respuesta, reserva y respuesta de frecuencia, excluyendo la energía reactiva).
- Energía reactiva (RPU: Reactive Power Uplift): Costos que surgen por contratos de servicios complementarios por energía reactiva (pagos sólo por utilización y no por capacidad).
- Energía (EU: Energy Uplift): Costos remanentes del resultado operacional por causa de cambios en la disponibilidad de generadores, fallas o errores en el pronóstico de la demanda (Ajustes en el despacho, antiguamente componente de resultado operacional).

Para entender de mejor forma los costos y restricciones involucradas en el Uplift, la NGC desglosa las componentes reconociéndose como las de mayor importancia las siguientes:

- Restricciones de transmisión (TSU): Costos resultantes de limitaciones físicas en el sistema de transmisión (por ejemplo, límites térmicos en caso de contingencia). Lo anterior produce la modificación de la programación ideal, dejando fuera de la lista de mérito unidades previamente despachadas. Los costos asociados a la restricción se determinan de acuerdo a la diferencia en los precios de los generadores afectados.
- Respuesta de frecuencia (TSU): servicios complementarios para la provisión de respuesta y regulación.
- Reserva operativa (TSU): Es necesario para la NGC sostener una cantidad de reserva de generación para corregir los errores en el pronóstico de la demanda, cambios en disponibilidad de generación y para reemplazar la respuesta de frecuencia posterior a la ocurrencia de una falla.



- Energía reactiva (EU): Se compone de los pagos hechos a los proveedores del servicio de energía reactiva.
- Partida autónoma (TSU): Pagos hechos a las unidades generadoras capaces de partir sin suministro externo.

Bajo el esquema actual, tanto el RPU como el TSU son actividades que se encuentran bajo licencia de la NGC. De esta manera, el pool publica el precio por estos servicios, el cual se compone del RPU y el TSU. Esto significa que la NGC paga al pool por las componentes del Uplift que ellos suministran, los que luego se traspasan a los comercializadores y consumidores ajustados de acuerdo a los esquemas de incentivos. Dada la responsabilidad delegada en la NGC, en cuanto a recargar directamente a los comercializadores por los costos del Uplift, se impone una restricción de ingresos que incorpora los incentivos para manejar y gestionar el sistema y servicios (RPU y TSU) de transmisión.

El pago de los comercializadores por otras componentes del Uplift, como el de energía y la disponibilidad no-despachada, es arreglado a través del pool, agregándolos al precio de venta de los generadores o PSP. Dado que la NGC puede influenciar los costos de la EU, los comercializadores pueden negociar directamente con la NGC para fijar esquemas de incentivos para esta componente de mantención, las que luego son incorporadas a las reglas del pool. El traspaso de costos en forma global se esquematiza en la figura 2.2.

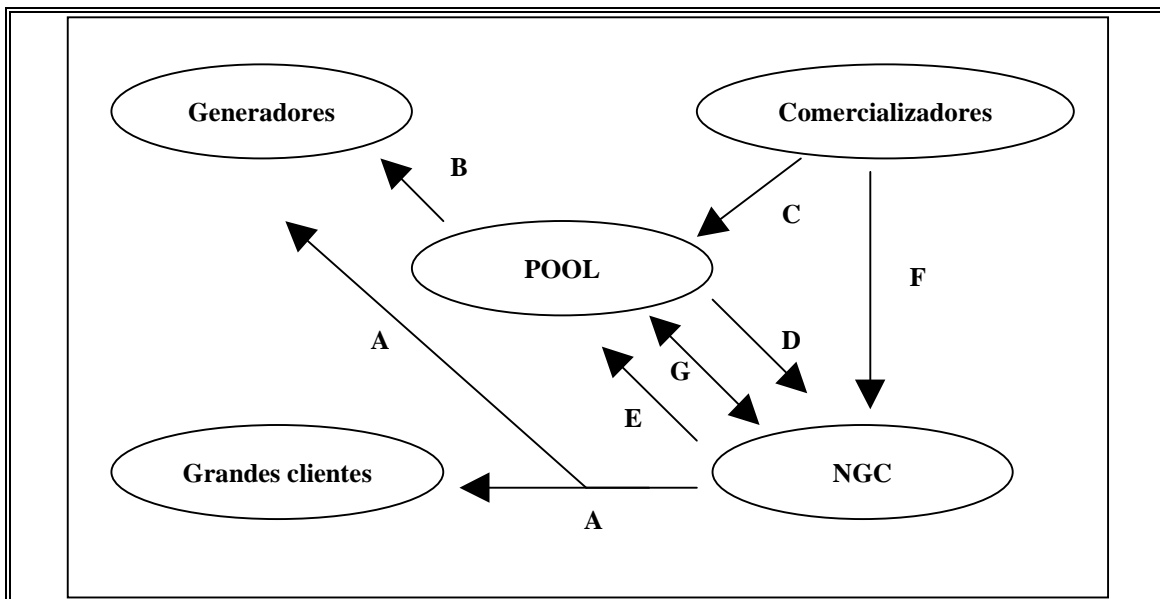


Figura 2.2: Flujos de pagos bajo los distintos esquemas existentes entre generadores, comercializadores, NGC y los grandes clientes.

- ◆ **A:** Pagos por servicios complementarios.
- ◆ **B:** PPP + pagos por disponibilidad no-despachada + pagos del Uplift para los generadores.
- ◆ **C:** Precio de venta (PPP+ pagos por disponibilidad no-despachada + Uplift de energía) + pagos por pérdidas.
- ◆ **D:** Cargo diario por servicios complementarios.
- ◆ **E:** TSU + RPU
- ◆ **F:** Sistema de cargos por uso del sistema de transmisión.
- ◆ **G:** Pagos/ingresos por incentivos para las pérdidas de transmisión y el EU bajo esquemas de incentivos.

Los recargos originados por los costos del Uplift son pagados por la NGC al pool, los que luego ésta recupera directamente a partir de la demanda de consumidores (previo traspaso entre la NGC y los comercializadores). Los consumidores pagan de manera uniforme sobre la base de energía, es decir por kWh, con recargos que son calculados en periodos de alta demanda, donde es más probable que se incurra en los costos originados del Uplift.

Los esquemas de incentivos que se utilizan actualmente son de escala variable y se componen de lo siguiente:

- Objetivos para niveles de costos.
- Factores compartidos para proveer de incentivos a la NGC en la reducción de costos por debajo de los objetivos trazados (éstos determinan la pendiente de la recta de la figura 2.3 y generalmente son asimétricos).
- Límites a los ingresos o pérdidas que pudieran surgir en el caso estar por bajo o sobre los niveles de manera considerable.

La metodología básica se ilustra en la figura 2.3 y consiste en fijar un cierto objetivo de costo para todos los elementos del Uplift, en este caso particular para el RPU (análogo para el TSU). Para efectos de fijar los incentivos para la NGC, en este caso se fija un objetivo de 201,2 [M£].

Se fija una banda límite, superior e inferior, donde los incentivos presentan distintos factores compartidos dependiendo si el objetivo finalmente alcanzado se encuentra por sobre o bajo el trazado inicialmente. Dependiendo si se está bajo el objetivo fijado para los costos (entre 159,2 y 201,2 [M£], como se ve en la figura 2.1), la NGC presenta ganancias y viceversa.

Si se sobrepasan los límites, los montos de ya sea pérdidas o ganancias son fijos, de esta manera se controlan desviaciones considerables del objetivo (en este caso una pérdida de 21 [M£], en el caso de sobrepasar límite superior de 243,2 [M£]). Cabe mencionar que los objetivos son fijados por el Ofgem, con participación y discusión de las empresas y organismos involucrados, como la NGC, consejos regionales (REC: Regional Electricity Companies) y el OFFER, entre otros.

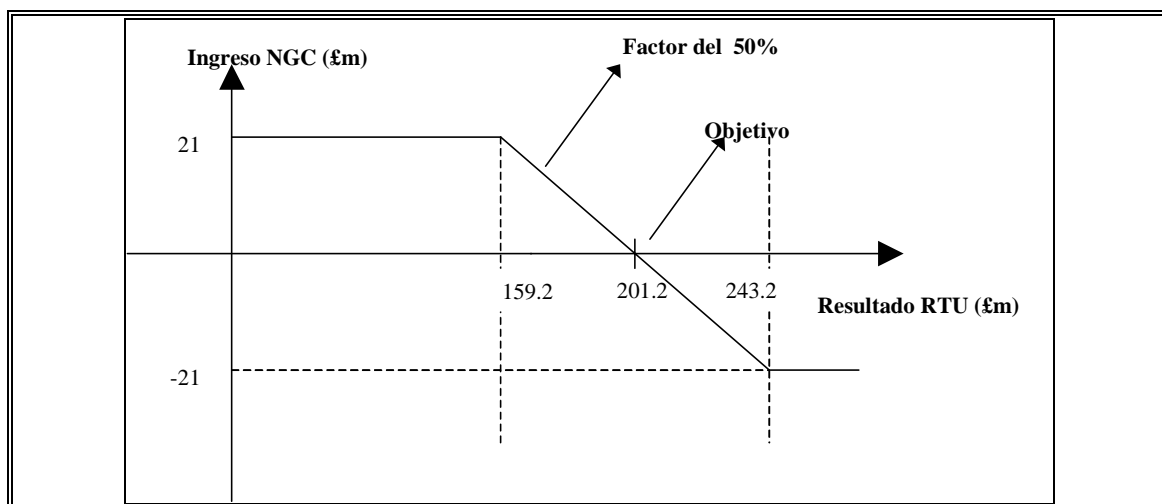


Figura 2.3: Esquema básico para incentivos del TSU

En general, los factores compartidos se fijan de manera asimétrica, lo que no sucede para la presente fijación. Mediante factores asimétricos, fijándose valores más bajos para el factor compartido hacia abajo, es decir cuando el objetivo de costos es sobrepasado, las pérdidas para la NGC se incrementan de manera más rápida (i.e la recta presenta menor pendiente), a medida que se acrecientan los resultados finalmente alcanzados.

Los valores de los parámetros para la fijación 2000/01 se adjuntan en la siguiente tabla, sólo como datos de referencia:

Tabla 2.2: Parámetros para la fijación del Uplift 2000/01

	Valor objetivo	Factor hacia arriba	Factor hacia abajo	Límite a ganancias de NGC	Límites a pagos de NGC
<b>TSU</b>	$\text{£}198.8 + \text{RPI} = \text{£}201.2\text{m}$	50%	50%	£21m	£21m
<b>RPU</b>	$\text{£}46 + \text{RPI} = \text{£}46.5\text{m}$	50%	50%	£2,5m	£2,5m

Para la fijación del 2000/01, se fijan objetivos que están bajo de los impuestos para años anteriores, presentándose en general una disminución progresiva en los costos totales del Uplift. Lo anterior queda ilustrado en figura 2.4 donde se ve una clara tendencia a la baja y por lo tanto la eficiencia del modelo de gestión y control de costos implementado.

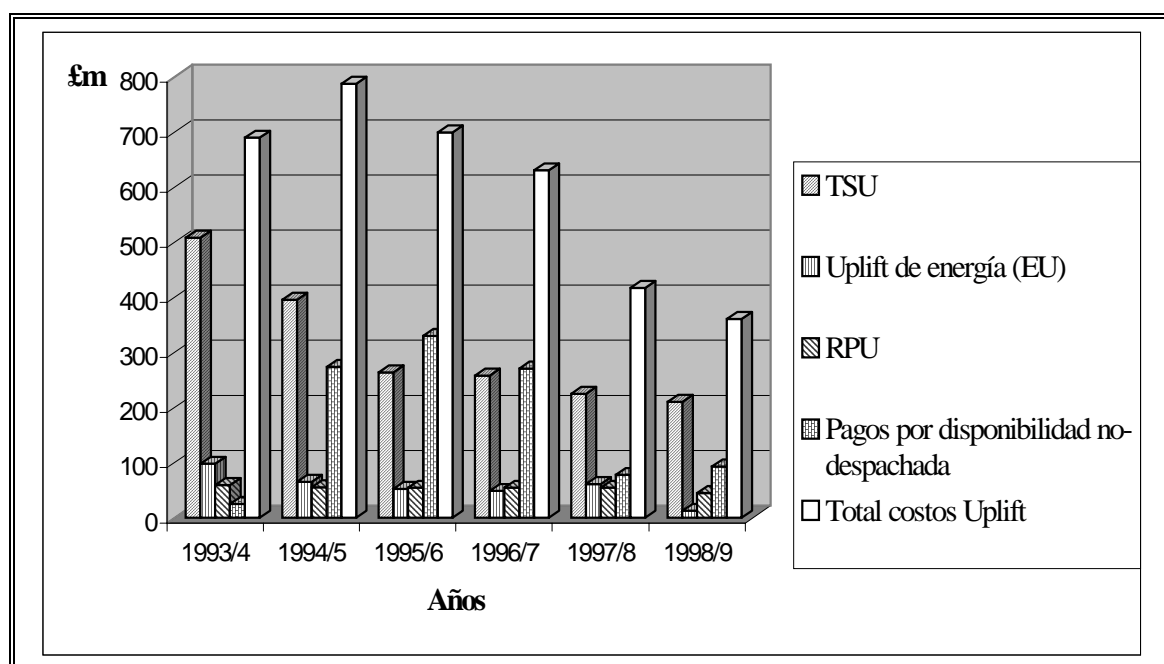


Figura 2.4: Evolución histórica de los costos del Uplift

En la actualidad, los ingresos en cuanto incentivos para la NGC, los que también han ido disminuyendo progresivamente, presentan una característica más bien plana, como se ve en la tabla adjunta a continuación:

Tabla 2.3: Incentivos históricos pagados a la NGC (£m).

	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99
Pagos a la NGC por concepto de incentivos	28.4	25.4	9.8	10.6	10.4

Como conclusión, se puede decir que los esquemas propuestos en el sistema eléctrico inglés, han resultado ser una herramienta bastante eficaz en el control de los costos derivados de los servicios complementarios y otros, que bajo el marco del sistema estudiado son conocidos como Uplift Costs. Se presenta un marco bastante completo donde se reconocen los distintos elementos que son necesarios para una operación adecuada del sistema, reconociendo junto a ello los costos que se encuentran involucrados en su prestación.

Se implementa un sistema que maneja en el despacho diario un mercado por los servicios complementarios, donde es la NGC la encargada de comprar los SC necesarios y se propone la utilización de un esquema de incentivos para promover la eficiencia en su provisión, la cual queda demostrada en los resultados obtenidos posterior a su implementación. Ello en conjunto con permitir una leal competencia en el mercado de los SC, permite afianzar la confiabilidad del sistema, especialmente reforzando la calidad y seguridad en el suministro.

## 2.6 Análisis Comparativo

Según lo estudiado, los distintos sistemas poseen regulaciones que si bien no incorporan en su totalidad los mismos criterios, presentan varios temas que se tratan de manera similar. En términos comparativos se podría decir lo siguiente:

- En todos los sistemas se nota la separación para la normativa conducente a regular entre lo que es la planificación o expansión del sistema y la planificación de la operación del mismo, fijándose estándares claros para ambas etapas (lo que hasta hace poco tiempo en Chile no se hacía o por lo menos no se tenía información pública clara respecto de ello, situación previo publicación Decreto N° 327 y reglamento interno CDEC - SIC).
- Sólo en el caso de EEUU y el NYPP, se define un marco conceptual para el tratamiento de la confiabilidad, en donde aparece la suficiencia como un aspecto relacionado directamente al diseño del sistema, y que puede ser medido en términos de los porcentajes de reserva existentes u de otra forma probabilística-determinística, como lo podría ser el LOLP. Como parte de la confiabilidad aparece también la seguridad, factor que se relaciona al aspecto operativo.

En los restantes sistemas estudiados, si bien aparecen normas para regular lo que es la calidad y la seguridad de servicio, el término confiabilidad está sujeto a distintas interpretaciones. Por ejemplo en Colombia se relaciona directamente a lo que es la continuidad, en España se enmarca bajo la calidad y seguridad, lo mismo que sucede en el sistema del Reino Unido.

- Sólo en el caso de los sistemas de los Estados Unidos, el NYPP junto al sistema español, se definen explícitamente los estados de operación del sistema, de manera similar a la que planteara [Fink78]. Lo anterior incide en que se planteen normas para las distintas condiciones en las que se puede encontrar el sistema, ya sea previo, post o en la misma ocurrencia de una contingencia.

Ello implica una operación más segura y en el caso de fallas una reposición del suministro más ordenada. Lo anterior también radica en el hecho de que los países en donde se utilizan, se imponen normas y procedimientos para los distintos segmentos del SEP en los distintos estados de operación.

- Con respecto a la seguridad del sistema, en todos los sistemas estudiados se requiere del cumplimiento de al menos el criterio N-1, tanto como condición de

diseño del sistema de transmisión como en la operación misma. En sistemas como el del Reino Unido y EEUU se aplica también el criterio N-2, aunque restringido al tipo de falla.

- Con relación a la seguridad, también se fijan otros requerimientos, como esquemas de desconexión de carga, análisis de estabilidad y límites de variación para los rangos de voltaje y frecuencia, entre otros.
- En el caso del NYPP se establece un cierto margen de reserva que ha de tener el sistema, lo cual resulta fundamental a la hora de evaluar la confiabilidad, la que en este caso se fija en un 22% de la potencia instalada. En el caso de España se fijan porcentajes para reservas de regulación, la que en el caso de regulación primaria debe ser de un 1,5% de la potencia instalada de cada unidad generadora.
- Con respecto a la calidad, ésta queda supeditada básicamente a lo que son rangos de variación de frecuencia y voltaje, incorporándose en algunos casos la continuidad (aunque no se aborda de manera explícita en las normas estudiadas).
- En todos los sistemas se reconocen los servicios complementarios como parte importante del afianzamiento de la seguridad y calidad del suministro, lo que también queda sujeto a la interpretación y definición que se tenga para ellos. Cualquiera sea el caso, se esgrime la idea de una operación más confiable y segura de la red.
- En todos los sistemas ya se encuentra implementado el mercado para los servicios complementarios, apareciendo en el caso del sistema colombiano como una generación forzada por seguridad, para el tratamiento de algunos de éstos. Se estudian dos formas distintas de implementarlos, en el caso del sistema colombiano y en el caso del Reino Unido, caso en donde a través del operador y dueño de la transmisión (NGC), se fija de un esquema de incentivos y un mercado para los SC.

A continuación se presenta una tabla comparativa resumen (tabla 2.4). A través del estudio de distintos sistemas, se ha buscado extraer las principales normativas en lo que se refiere a la confiabilidad del sistema. Si bien hay una tendencia a reglamentar lo que es la seguridad, se ha tratado de esbozar y nombrar los ámbitos de mayor relevancia de cada uno de ellos. No se trata el mercado para los SC de todos los sistemas, ya que su análisis detallado escapa al fin último del estudio, no así su relación e importancia para con la confiabilidad.



Tabla 2.4: Análisis comparativo de los aspectos más relevantes en materia internacional

	<b>EEUU</b>	<b>NYPP</b>	<b>España</b>	<b>Colombia</b>	<b>Reino Unido</b>
<b>Definición</b>	Marco Conceptual genérico: Suficiencia y seguridad	Marco Conceptual genérico: Suficiencia y seguridad	No explícita: Seguridad y calidad	No explícita: Asociada a frecuencia y N° de interrupciones	No explícita: Seguridad y calidad
<b>Def. Explícita</b>	Si	Si	No	No	No
<b>Aspectos de la confiabilidad</b>	Seguridad y suficiencia como parte de la confiabilidad	Seguridad y suficiencia como parte de la confiabilidad	Seguridad y calidad	Confiabilidad, calidad y seguridad como aspectos independientes No del todo coherente	Seguridad y calidad
<b>Confiabilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterio N-1</li> <li>• Contingencias más severas incorporadas al análisis</li> <li>• Coordinadores de Seguridad</li> <li>• Otros requerimientos : Estados de operación Límites de variación para la frecuencia y el voltaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterio N-1 y N-2</li> <li>• Estados de operación</li> <li>• Reserva instalada del 22% de la potencia instalada</li> <li>• Recuperación del sistema en 30 minutos</li> <li>• Límites de variación para la frecuencia y el voltaje</li> <li>• Separación en áreas operativas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterio N-1 y N-2</li> <li>• Estados de operación</li> <li>• Límites de variación para la frecuencia y el voltaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterio N-1</li> <li>• Límites de variación para la frecuencia y el voltaje</li> <li>• Separación en áreas operativas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterio N-1 y N-2</li> <li>• Límites de variación para la frecuencia y el voltaje</li> </ul>
<b>Mercado para los servicios complementarios</b>	SI	SI	SI	En parte, algunos son ofertados en la bolsa y otros tratados dentro de las generaciones por seguridad	SI

### **III. ESTUDIO CONCEPTUAL**

#### **3.1 Introducción**

No resulta fácil establecer una definición para la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio en forma general, tal como se mencionó en la introducción, de tal manera que abarque todos los aspectos y variables que entran en juego. Ello sobretodo, a raíz de las diversas y conflictivas visiones que se tienen sobre el tema.

Esto se ve aún más complicado en el marco actual de los sistemas eléctricos, donde la desregulación y la introducción de la libre competencia, ha dado paso a la incorporación de numerosas reformas, hecho que ha modificado el entorno y marco dentro del cual se ha de desenvolver y operar el sistema.

En la mantención de ciertos niveles confiabilidad y en la operación de la red en general, se deben considerar las limitaciones y características de las unidades generadoras, las restricciones del sistema de transmisión, junto a otros factores como procedimientos de operación, la responsabilidad que le cabe a cada participante de la red y otros factores que ya han sido mencionados anteriormente.

Generalmente se asocia la confiabilidad con el segmento de distribución, utilizando y estableciendo para ello índices para distintas características de las interrupciones, y sesgando en definitiva la utilización del término. Ello motivado quizás, por la responsabilidad de entregar la energía al usuario final, y en definitiva de traspasar el nivel de eficiencia en el servicio.

Por otra parte, no existe una definición ni tampoco una aplicación estándar que se utilice en todos los sistemas eléctricos, ya que de acuerdo a la experiencia internacional, ésta se adecua principalmente al nivel de desarrollo existente en cada sistema, por lo cual cada regulación presenta matices variados, acordes a sus criterios de operación y planificación, aunque se puede encontrar una estructura general en lo conducente al cumplimiento de ciertos criterios de confiabilidad, la cual claramente no es única.

Así, el encontrar un marco donde se integren los segmentos de generación, transmisión y distribución, que muestre consistencia tanto en criterios de operación como de planificación en materia de confiabilidad, en el nuevo marco de los mercados eléctricos, se torna una tarea compleja.

### **3.2 Propuesta Conceptual**

Por lo confuso y ambiguo que puede resultar el definir y enmarcar términos como la confiabilidad, seguridad y calidad, resulta de utilidad comenzar planteando algunas definiciones que se dan para la confiabilidad según investigaciones, organismos internacionales y códigos de red de otros países:

" Es una medida de la habilidad de una empresa de servicio público para entregar un servicio eléctrico ininterrumpido a sus clientes".<sup>4</sup>

" Habilidad para desempeñar una función específica bajo ciertas condiciones por un determinado periodo de tiempo (general)", " Probabilidad de que cierto equipo opere sin fallas sobre un determinado periodo de tiempo".<sup>5</sup>

"Resulta necesario reconocer la generalidad del término confiabilidad, en un orden más bien general que específico, como la habilidad global del sistema para desempeñar su función".<sup>6</sup>

"Es la probabilidad de que el sistema de potencia tenga suficientes fuentes de generación, capacidades de control en la demanda (ejemplo: Control de carga) y suficiente capacidad en las redes de transmisión para abastecer la demanda por energía eléctrica, sin

---

<sup>4</sup> Fuente: RESOURCE, " An encyclopedia of energy utility terms", Second edition, Pacific Gas and Electric Company, 1992.

<sup>5</sup> Fuente: IEEE Standards.

<sup>6</sup> "Power system reliability concepts and historical developments", Roy Billinton, University of Saskatchewan, Canada.

tener que involuntariamente interrumpir el suministro de sus clientes (por ejemplo: Desprendimiento de carga involuntario, apertura de línea, etc.)”.<sup>7</sup>

“Es la habilidad del SEP, para entregar ininterrumpidamente el suministro eléctrico a consumidores y resistir perturbaciones repentinas como cortocircuitos o la pérdida de componentes importantes del sistema. Esto abarca tanto la confiabilidad del sistema de generación como la de sistemas de transmisión y distribución. La confiabilidad puede ser evaluada por la frecuencia, duración y magnitud de cualquier efecto adverso en el servicio a los consumidores” .<sup>8</sup>

“La confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia, puede ser suscrita a la consideración de dos elementos básicos del SEP, suficiencia y seguridad

- Suficiencia: habilidad del SEP para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía de sus consumidores en todo instante, en consideración de las salidas, tanto programadas como no programadas (razonablemente esperadas) de los elementos del sistema.
- Seguridad: habilidad del SEP para contrarrestar o soportar perturbaciones intempestivas, como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema”.<sup>9</sup>

“La confiabilidad se refiere a la probabilidad que el funcionamiento del sistema sea satisfactorio” [Fink78]

A partir de las interpretaciones dadas para la confiabilidad, se puede identificar un matiz en la mayor parte de ellas, el cual corresponde básicamente a un adecuado funcionamiento del sistema y la entrega de un suministro ininterrumpido en todo instante, en consideración de las fallas a las cuales está sujeto el sistema. Algunas definiciones van más allá de eso e incorporan la seguridad y la suficiencia, como parte de ella.

---

<sup>7</sup> “Power system reliability standards and guidelines for market intervention”, Discussion paper for public consultation, National Electricity Market Reliability Panel (NECA: National Electricity Code Administrator), Australia, Febrero 1998.

<sup>8</sup> “Defining the terms of a changing industry”, Edison Electric Industry, Febrero 2000.

<sup>9</sup> “Planning standards”, NERC, 1999.

En general, puede resultar conflictivo mencionar términos asociados a la confiabilidad, y como se ve en las definiciones entregadas, suelen traslaparse los términos utilizados. Es así, como por ejemplo la confiabilidad puede quedar limitada exclusivamente a lo que es continuidad, considerándose como parte de la calidad o de la seguridad del sistema o simplemente reflejar un funcionamiento adecuado.

Una forma de representar los aspectos comprometidos con la confiabilidad, consiste en asumir una definición inicialmente genérica. Similar a lo planteado por la NERC y otras investigaciones, donde de acuerdo a la generalidad que se asume para la confiabilidad del sistema, se agrupan la seguridad y suficiencia como aspectos que forman parte de ésta. El marco descrito se puede ilustrar mediante el siguiente esquema (figura 3.1) [Bill80]:

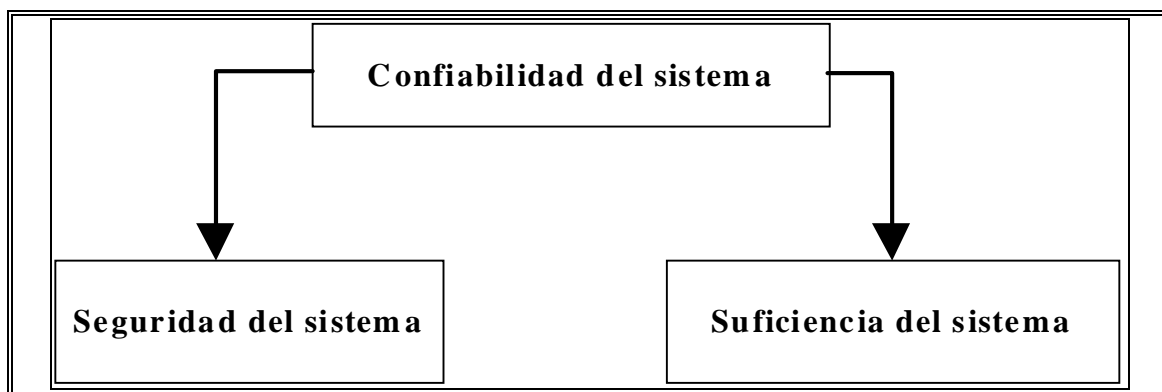


Figura 3.1: Subdivisión de la confiabilidad del sistema.

Mediante este esquema, se reflejan dos aspectos importantes de la confiabilidad del sistema. El primero de ellos, la seguridad en el sistema eléctrico, la cual se debe entender como un factor más bien dinámico, que viene a reflejar la respuesta que tiene el sistema ante una determinada contingencia. En segundo término, la suficiencia (adequacy), término que refleja la existencia de las instalaciones adecuadas para entregar el suministro en todo instante.

Por suficiencia se debe entender un factor más bien estático, al cual pertenecen la mayoría de los estudios, tanto probabilísticos como determinísticos que

existen en cuanto a estudio de la confiabilidad se refiere. Ello por cuanto el análisis que se realiza a partir de la red existente, como el clásico LOLP, no considera aspectos de la operación propiamente tal, como flujos, estados de los elementos, límites de variables, etc. Así como el LOLP, los estudios sobre la suficiencia del SEP generalmente arrojan la potencia o energía fallada esperada, basándose básicamente en disponibilidades de los equipos, ya sea nominales o históricas.

Por otra parte, y debido al carácter dinámico que se asocia a la seguridad, su análisis se hace algo más complejo. Esto lleva a que el establecimiento de herramientas para su evaluación sea aún un tema de estudio, dado principalmente por la simulación y estudio de la respuesta del sistema ante determinadas condiciones y contingencias.

De acuerdo al actual marco regulatorio y evolutivo de los SEP, y bajo el esquema anterior, se ha introducido un nuevo concepto, la calidad del servicio. Al incorporar este factor, se introducen aspectos como la continuidad de suministro y la calidad técnica del suministro como parte de la confiabilidad.

Con ello, la propuesta para el marco en el cual se debe tratar la confiabilidad y su relación con la seguridad, calidad y suficiencia, queda representado por el esquema que se adjunta como figura 3.2.

Bajo este marco, la seguridad y la suficiencia del sistema son las variables que determinan tanto la confiabilidad global como la calidad del servicio finalmente ofrecido. Así también y como se ve en la figura adjunta, la seguridad queda determinada por la suficiencia del sistema, hecho que se fundamenta principalmente por su inclusión en la expansión del sistema. A su vez, la calidad se debe separar en tres aspectos: la calidad comercial, calidad técnica y continuidad.

Todos estos conceptos no son excluyentes entre sí, como se verá posteriormente, sino que más bien se debe entender la complementariedad de la seguridad y la suficiencia para con la confiabilidad y la misma determinación de estos dos aspectos en la calidad final, planteándose una estructura más bien jerárquica.

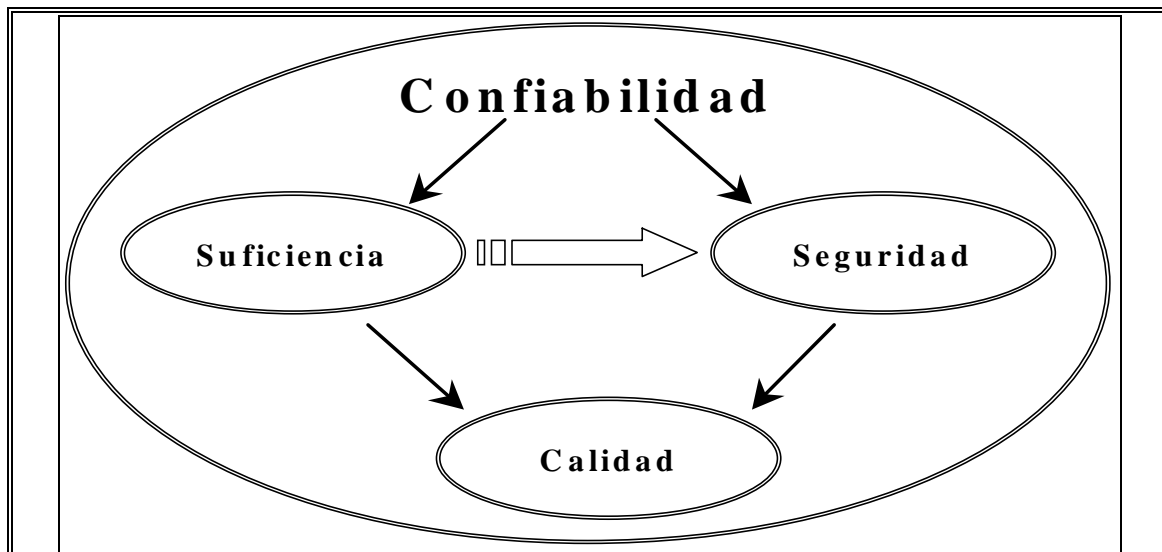


Figura 3.2: Diagrama para el marco conceptual propuesto.

De acuerdo a la formulación, términos como la seguridad, calidad y suficiencia, bajo este marco, se transforman en factores que en su conjunto conforman la confiabilidad global del sistema. Ahora, los términos seguridad, calidad y suficiencia; de ahora e indistintamente QAS en adelante (Quality, Adequacy, Security), vendrían a denotar los siguientes aspectos del sistema eléctrico:

- Seguridad: Aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas, entendiéndolo como un fenómeno relacionado tanto con aspectos dinámicos como estáticos, esto en el sentido, de que si bien se asocia a la respuesta en estado transitorio, por lo tanto dinámica; también la seguridad se puede asociar con el cumplimiento de criterios como el N-1, que corresponde a un factor estático (en parte por su frecuente incorporación a la normativa, como una condición para los sistemas). Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema ante distintas contingencias y eventualidades.
- Suficiencia: Este término guarda relación con la existencia de instalaciones suficientes para satisfacer la carga total y las restricciones operacionales del sistema. Esto incluye la necesidad por contar con unidades generadoras para

suplir la demanda y la existencia de redes de transmisión y distribución adecuadas para efectuar el transporte de energía hasta los puntos de consumo.

- Calidad: La calidad tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda, continuidad del suministro y frecuencia de las interrupciones, como también a la atención que recibe el consumidor final. Por ello la calidad se divide en tres aspectos: Calidad Técnica del producto, Continuidad y Calidad Comercial.

Claramente, también existe cierta interacción entre los distintos aspectos concernientes a la confiabilidad del sistema, aunque la existencia de una de estas características en el sistema eléctrico, no implica una condición suficiente para la existencia de las restantes. Ello, y a modo de ejemplo, la existencia de suficiencia en el sistema, no implica necesariamente que el suministro se otorgue con niveles de seguridad y calidad adecuados, ya que si bien puede que se abastezca la demanda, nada asegura que por ejemplo, haya un N° reducido de interrupciones o de baja calidad en el suministro. Es por ello, que la QAS forman características complementarias en lo que se refiere a la confiabilidad en el SEP.

A continuación se efectuará un análisis de cada componente de la confiabilidad de acuerdo al marco propuesto, para luego analizar formas para la cuantificación de la confiabilidad. Previo a ello, se analizará uno de los marcos bajo el cual se analiza la confiabilidad, que resulta de utilidad en cuanto a la inclusión de los distintos segmentos del sistema.

### **3.3.- Análisis de la confiabilidad**

La extensión y complejidad de las redes eléctricas ha llevado a que el sistema sea dividido para efectos de su tratamiento y análisis. Para tener una idea más clara acerca de lo que se puede hacer en los tres segmentos del sector, se puede plantear un esquema dividido en niveles jerárquicos, a partir del cual se puede hacer un análisis más claro en cuanto a la confiabilidad del sistema [Bill80] [Bill81].



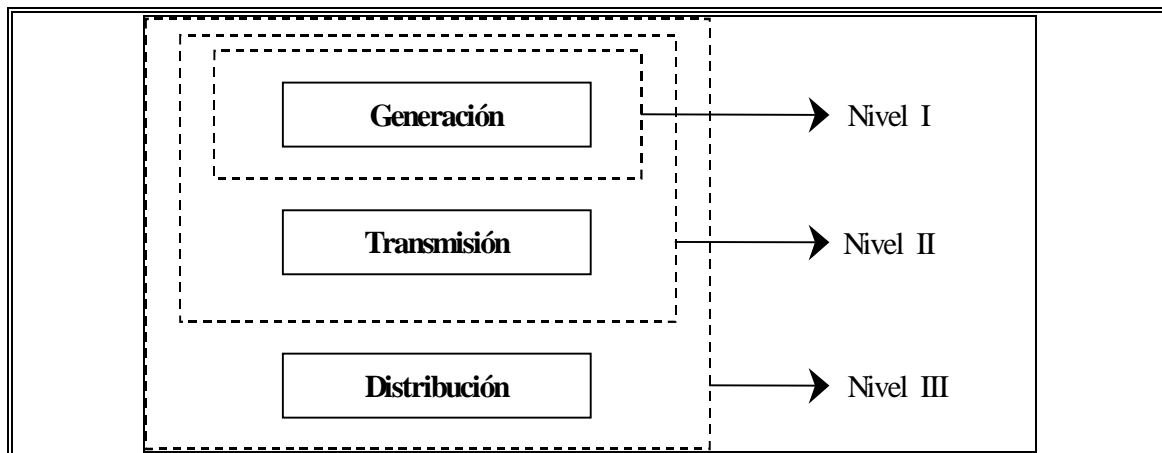


Figura 3.3: Separación de los segmentos del SEP en niveles jerárquicos.

Como se ve en la figura 3.3, el SEP se divide en tres niveles. En el nivel jerárquico I se estudia la confiabilidad de la generación bajo representación uninodal del sistema, agrupando la generación y la demanda total en una barra única. Los estudios en este nivel se utilizan sobretodo para la planificación del sistema de generación y determinan su suficiencia, evaluando criterios para tener la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda del sistema junto a otros requerimientos.

En este nivel se utilizan criterios tanto determinísticos como probabilísticos, para evaluar la suficiencia del sistema, lo que a priori y junto a la implementación de criterios y procedimientos adecuados para la operación, determinan la seguridad y calidad que prevalecerá en la red. Los índices que son utilizados son la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), la pérdida de demanda esperada (LOLE) y la pérdida de energía esperada (LOEE), dentro de otros, todos los cuales son valores medios esperados de una cierta variable aleatoria y que serán descritos posteriormente en el análisis de la suficiencia. Las técnicas para determinarlos pueden ser ya sea analíticas o de simulación mediante el proceso de MonteCarlo.

En el nivel jerárquico II y como se ve en el esquema, para efectos de análisis, al sistema de generación se le agrega el troncal del sistema de transmisión.

Con respecto a esta segregación de los segmentos, se puede decir que no resulta del todo válida, ya que generalmente se evalúa la confiabilidad de cada segmento de manera aislada. No obstante, el marco resulta útil para estudiar la confiabilidad en forma integral y genérica (notar que sólo se evalúa parte de la confiabilidad, la parte estática y relacionada con la suficiencia de las instalaciones).

En este nivel se debe considerar la satisfacción de la demanda y las características para las variables de tensión y frecuencia, manteniendo los flujos por las líneas dentro de márgenes normales. Así también se debe considerar la capacidad del sistema para soportar perturbaciones predeterminadas, incorporando criterios como el N-1 u otros, ya que si bien este último corresponde a un criterio de seguridad, dependiendo de su etapa de aplicación, también determina características de suficiencia del sistema. Para este nivel se suelen utilizar los índices probabilísticos mencionados para el nivel I, no obstante se pueden ocupar técnicas de simulación, aparte de la medición de seguridad enumerando contingencias, ejecutando los conocidos flujos de potencia o mediante la realización de estudios de estabilidad para analizar la respuesta dinámica.

Al incorporar el sistema de distribución, integrando los tres segmentos y para efectos de análisis, el problema práctico resulta tener un alto grado de complejidad. Por ello la zona de distribución generalmente se analiza en forma independiente. Los objetivos en este nivel, son principalmente la obtención de índices de continuidad en los puntos de consumo final. Los índices primarios son la frecuencia esperada de fallas, su duración promedio y la indisponibilidad anual en los puntos de consumo, determinando características de calidad y suficiencia principalmente. Otros índices, como la carga desconectada esperada o la energía no suministrada también pueden ser obtenidos.

Este marco basado en niveles jerárquicos, introduce de cierta manera el tratamiento de la confiabilidad en los tres segmentos del sector energético. Si bien no se incorporan todos los aspectos relacionados con el marco propuesto, indica una forma inicial para abordar la confiabilidad en los distintos segmentos del sector.

A continuación se estudia cada uno de los elementos asociados a la confiabilidad (QAS) de acuerdo al marco propuesto, para en forma final integrarlo en

forma similar al planteado en esta sección de acuerdo al enfoque adoptado en esta investigación.

### **3.3.1 Seguridad**

La seguridad del sistema es definida generalmente, como la habilidad o respuesta del sistema ante una determinada contingencia, como un cortocircuito o la pérdida de elementos del sistema, como líneas o unidades generadoras. Claramente, la seguridad del sistema vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema, lo que determinara el grado de robustez del mismo.

Esto hace de la seguridad un factor más bien dinámico, dado la respuesta instantánea que ha de tener el sistema y los pequeños periodos de tiempo en consideración. En este sentido, la realización de estudios de estabilidad en estado transitorio ante distintos tipos de eventualidades, resulta ser una importante herramienta para el análisis.

Por otra parte se encuentra el sentido estático asociado a la seguridad, mediante el cual se analiza el estado del sistema en régimen permanente, por ejemplo a través de la utilización de criterios como el N-1 o la simulación del sistema mediante flujos de potencia ante determinadas contingencias. Esto también viene a reflejar características de suficiencia del sistema, dada la incorporación de criterios como el N-1 o situaciones que a priori deberían tolerarse, a los criterios de expansión del sistema.

La seguridad existente en el sistema, depende directamente de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación. Un marco que resulta ser de utilidad en este sentido, es el propuesto por Fink y Carlsen [Fink78] para describir los estados de operación del SEP. A continuación se realiza un análisis, enumerando los distintos estados y las restricciones asociadas a la transición entre los distintos estados.

#### a) Estados de operación

La operación del sistema queda determinada por tres sets de ecuaciones, uno diferencial y dos algebraicos (I: Igualdad, DI: desigualdades). El set de

ecuaciones diferenciales, tiene que ver con todos los fenómenos físicos y dinámicos que gobiernan el sistema. Por otra parte, las algebraicas pueden ser separadas en restricciones de igualdad y en restricciones de desigualdad. La igualdad (I) guarda relación con el balance entre generación y demanda, mientras que las desigualdades (DI) se establecen para fijar los límites de las variables en las distintas componentes del sistema, como el voltaje, la frecuencia, flujos por líneas, etc.

Para caracterizar la operación del SEP, se pueden definir cinco posibles estados de operación, los cuales de acuerdo a sus características, cumplen con algunas de las ecuaciones anteriormente mencionadas.

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergencia
- Estado recuperativo
- Estado extremo.

Como se ve en la tabla 3.1 y de acuerdo a la transición entre estados (ver Anexo A), en estado normal todas las ecuaciones asociadas al sistema se cumplen y las variables se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal. Si disminuyen los márgenes de reserva o la seguridad del sistema, el sistema pasa al estado de alerta, donde puede que algunas de las restricciones de desigualdad sean violadas de producirse alguna perturbación. Si se produce una contingencia lo suficientemente severa, el sistema evoluciona hacia un estado de emergencia, donde no se cumplen las restricciones de desigualdad, aunque el sistema sigue intacto. Si las medidas de control no son tomadas a tiempo o resultan ser ineficaces, el sistema efectúa la transición hacia el estado extremo, donde comienza a desintegrarse. Luego de tomadas las medidas adecuadas, comienza la resincronización a partir del estado de restauración.

El marco descrito carece de significación, si no se definen las características específicas a las que se debe ceñir cada estado de operación del sistema. No obstante, este marco provee una herramienta importante para conducir la operación y guiar la toma de decisiones del operador del sistema, dadas ciertas condiciones. En este sentido, otorga un marco bastante genérico para el tratamiento

de la seguridad, dada su importancia en el sistema y como aspecto esencial de la confiabilidad del mismo.

Numerosos países han incluido la definición de estados para guiar la operación y la definición de procedimientos, a decir Colombia, España y la NERC, entre otros. En este sentido, cobra importancia la implementación de una regulación acorde a estándares de seguridad predefinidos, ya que sin una previa delimitación y caracterización de los estados, el término seguridad se podría abordar sólo en el sentido heurístico.

Tabla 3.1: Descripción estados de operación

<b>Estado</b>	<b>Definición</b>	<b>Cumplimiento restricciones</b>	<b>Seguridad</b>
Estado Normal	VARIABLES DE CONTROL QUE CARACTERIZAN EL ESTADO DEL SISTEMA SE ENCUENTRAN DENTRO DE LOS MÁRGENES DE FUNCIONAMIENTO NORMAL Y SE CUMPLEN LOS CRITERIOS DE SEGURIDAD ANTE CONTINGENCIAS ESTABLECIDOS.	✓I ✓D	Seguro (Sistema intacto)
Estado de Alerta	AÚN CON VALORES ADECUADOS DE LAS VARIABLES DEL SISTEMA, NO SE CUMPLEN LOS CRITERIOS DE SEGURIDAD FRENTE A CONTINGENCIAS.	✓I ✓D	Inseguro (Sistema intacto)
Estado de Emergencia	UNA O MÁS VARIABLES DEL SISTEMA PRESENTAN VALORES FUERA DE LOS MÁRGENES DE FUNCIONAMIENTO NORMAL.	✓I ✗D	Seguridad nula (Sistema intacto)
Estado Recuperativo	PÉRDIDA DEL SUMINISTRO EN UNA ZONA ELÉCTRICA O EN LA TOTALIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO, Y DONDE EL PRINCIPAL OBJETIVO ES LA REPOSICIÓN ORDENADA, SEGURA Y RÁPIDA DEL SERVICIO.	✗I ✗D	Inseguro (Sistema no-intacto)
Estado Extremo	SISTEMA SE ENCUENTRA DIVIDIDO EN ISLAS, PUDIÉNDOSE PERDER EL SISTEMA EN SU TOTALIDAD SI NO SE TOMAN MEDIDAS DE CONTROL EXTREMAS.	✗I ✓D	Colapso (Sistema no-intacto)

✓ Se cumplen restricciones  
restricciones

✗ No se cumplen

A partir de lo mencionado hasta esta parte, queda clara la incorporación de la seguridad como un aspecto relacionado de manera importante con la operación del sistema. Ello, por cuanto la seguridad queda determinada básicamente por los siguientes aspectos:

- Por una parte, por los márgenes de reserva que presenta el sistema, como podría ser los márgenes de transmisión o flujos por las líneas respecto de su capacidad o el margen de generación de acuerdo a los distintos requerimientos de reservas y su incidencia en la toma de acciones de control (disponibilidad).
- Implementación de los servicios complementarios, como capacidad de respuesta y soporte a los procedimientos de la operación.
- Por la probabilidad de ocurrencia de cierta contingencia, ante determinadas condiciones.
- Por último, la importancia de los procedimientos y criterios adoptados en la operación del sistema.

No obstante la importancia de la operación, no se puede ignorar la relación de la seguridad existente en la red con la adecuada planificación, y por lo tanto con la suficiencia existente en ésta. En parte de la literatura se hace referencia a la seguridad, como un logro u objetivo que depende únicamente de la solución de un problema de planificación .

En la etapa de planificación, es donde se determina la incorporación de ciertos criterios de seguridad al diseño del sistema, que pueden o no, estar relacionadas a la suficiencia. Éstos, mayoritariamente determinísticos, como el criterio N-1, al cabo predeterminan ciertas situaciones que a priori, debiera soportar el sistema en el caso de que se presentasen. Por lo tanto, inicialmente se podría plantear el siguiente esquema, para de esta manera definir la relación de la seguridad e importantes aspectos (Figura 3.4).

Como se ve en la figura, la seguridad queda determinada principalmente por los procedimientos y acciones de control adoptados en la operación, donde se incluyen los servicios complementarios necesarios para la operación, y los criterios utilizados en la etapa de diseño o expansión del sistema. Por ello, el análisis de la seguridad existente en la red, debiera abarcar tanto consideraciones de largo como de corto plazo.



Figura 3.4: Aspectos relacionados a la seguridad

Un importante tema de preocupación lo constituye la forma de medir la seguridad existente en el sistema, tema que se trata a continuación.

b) Cuantificación de la seguridad

En general, se debe distinguir la medición de aspectos estáticos y dinámicos asociados a la seguridad y recalando su relación, por lo descrito hasta ahora, con la planificación de la operación. Generalmente, las formas para medir la seguridad del sistema, vienen dadas por márgenes de control en las variables del sistema o acciones para guiar la operación ante determinadas contingencias. Así también, se encuentran los criterios determinísticos incorporados en la etapa de

planificación (suficiencia), como el criterio N-1, o la determinación de condiciones que debe cumplir el sistema ante una determinada contingencia.

En el aspecto netamente dinámico, los estudios de estabilidad en estado transitorio, determinan el estado de la seguridad en tiempo real, todo ello a partir de telemetría del sistema. Actualmente se incorpora en numerosos sistemas alrededor del mundo, como forma de medir la seguridad instantánea del sistema o el estado del mismo para soportar determinadas situaciones.

En la tabla 3.2, se enumeran los criterios incorporados al sistema en los distintos segmentos de sector, los que en su mayoría corresponden a criterios determinísticos:



Tabla 3.2: Criterios adoptados para la seguridad del sistema

<b>Seguridad</b>	<b>Planificación de la operación</b>	<b>Incorporados en la etapa de Planificación</b>
<b>Criterios y procedimientos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estados del sistema.</li> <li>▪ Estudios de estabilidad</li> <li>▪ Normas y procedimientos, para determinar:</li> <li>▪ Márgenes de reserva:</li> </ul> <p>Capacidad del sistema de transmisión (con respecto a los flujos)</p> <p>Generación: Regulación primaria, secundaria y terciaria.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Control de voltaje:</li> </ul> <p>Inyección/Absorción de reactivos (Principalmente a través de la generación, respaldada al nivel de redes de transmisión y distribución)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Límites térmicos</li> <li>▪ Variables en estado transitorio y post-transitorio.</li> <li>▪ Esquemas de desconexión de carga.</li> </ul>	<p>Criterio N-1 u otro como el N-2.</p> <p>Enumeración de contingencias</p> <p>Estados de las variables del sistema ante determinadas situaciones.</p>

### 3.3.2 Suficiencia

De acuerdo a la literatura y entidades reguladoras, por suficiencia se entiende la habilidad que posee el SEP para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía a los consumidores en todo instante, en consideración de salidas tanto programadas como intempestivas razonablemente esperadas.

A raíz de esto, la suficiencia generalmente es considerada como un objetivo asociado a la planificación del sistema, y guarda relación específicamente con los márgenes de reserva y capacidad en los distintos elementos del sistema y a su

adecuado diseño. Con este objeto y considerando un horizonte de largo plazo, se busca integrar criterios al diseño del sistema para el logro de ciertos objetivos, como podría ser el minimizar el LOLP o la energía no suministrada o el alcanzar ciertos objetivos con relación a la potencia instalada.

Una de las preocupaciones básicas en el ámbito de la planificación y de la suficiencia en general, corresponde a estimar la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda del sistema y tener suficiente capacidad para desempeñar labores correctivas y preventivas de mantenimiento de las unidades generadoras, ello también enfocado a lo que se debe realizar en la operación del sistema, en consistencia con procedimientos y normas existentes.

En este sentido, una de las técnicas utilizadas para determinar requerimientos de reserva corresponde a la utilización de criterios determinísticos, como por ejemplo, fijando el nivel de reserva como un porcentaje de la carga total, de la potencia instalada en el sistema o bien igual a la unidad de mayor envergadura. Bajo la estructura actual de los mercados, este objetivo no es alcanzable fácilmente, por lo que se deben buscar mecanismos para entregar señales que orienten a los participantes del sistema a alcanzar objetivos preestablecidos y reforzar de esta manera aspectos propios de la suficiencia.

A los criterios determinísticos, anteriormente descritos, se suman métodos probabilísticos que reflejan y responden a los factores que influyen la confiabilidad del sistema de mejor manera. Criterios ya mencionados, como el LOLP o LOLE (Probabilidad de pérdida de carga), el ENS (energía no suministrada) y el LOEE (la pérdida de energía esperada) son los utilizados con mayor frecuencia.

Los índices esperados proveen una herramienta válida para efectuar el análisis de suficiencia (como parte de la confiabilidad), ya que reflejan factores como el tamaño de las unidades de generación, disponibilidad, requerimientos de mantención, características de la carga y la incertidumbre, junto con la potencia disponible de sistemas vecinos. Una breve descripción de estos índices se adjunta en el Anexo B.

Estos análisis pueden ser utilizados para evaluar la suficiencia de un sector existente o bien de propuestas de nuevas inversiones, ya sea tanto para instalaciones de reforzamiento o expansión del sistema, tanto en el sistema de generación como de transmisión.

La deficiencia de estas metodologías es que sólo representan condiciones estáticas del sistema, al igual que la mayor parte de los estudios; por lo que no reflejan la dinámica o la habilidad de éste mismo para responder a perturbaciones. Éstos miden simplemente la habilidad del sistema para satisfacer adecuadamente sus requerimientos en un conjunto de estados probabilísticos o ante determinado valor de ocurrencia de eventualidades, sin considerar el estado de las variables del sistema, que de manera estática pueden ser consideradas en los flujos de potencia.

A diferencia de la generación, la transmisión suele ser el segmento donde se enfocan la mayor parte de los requerimientos en cuanto a suficiencia. La orientación de la planificación hacia el sector transmisor, se debe a su importancia en la interconexión de instalaciones eléctricas de envergadura, unidades de generación y los centros de demanda, lo que incide en que se transforme en un medio fundamental por medio del cual alcanzar un suministro eléctrico confiable [NERC99]. Los sistemas de transmisión deben ser diseñados, planificados y construidos de tal forma que operen en forma confiable dentro de sus límites tanto térmicos, de estabilidad como de voltaje, para así cumplir con sus objetivos, los que en forma compacta podrían sintetizarse en los siguientes:

- Entregar energía eléctrica a los centros de consumo.
- Proveer flexibilidad para afrontar distintas situaciones de operación.
- Reducir la capacidad instalada, permitiendo compartir capacidad entre distintos sistemas reduciendo de esta manera el nivel de inversiones.
- Permitir el intercambio económico de energía eléctrica entre sistemas interconectados.

De ahí la importancia de la transmisión de energía, sobretodo en la etapa de planificación y en la determinación de la suficiencia de las instalaciones, lo cual se acentúa de acuerdo a lo revisado de la experiencia internacional.

El procedimiento fundamental para el análisis o evaluación de la suficiencia en el segmento de la transmisión, se puede resumir en los siguientes puntos:

- Selección, evaluación y análisis sistemático de contingencias.
- Clasificación de contingencias de acuerdo a un criterio predeterminado.
- Búsqueda de índices apropiados predeterminados para evaluar la suficiencia del sistema, como por ejemplo podría ser el LOLP.

De esta manera, se utilizan distintos criterios como el ya mencionado criterio N-1, evaluando el sistema ante la salida de ciertos elementos o ante fallas predeterminadas. Aspectos que agregan mayor grado de dificultad al análisis, son factores como la topología de la red y la interconexión entre los distintos elementos del sistema, así como el efecto de la salida de elementos de éste en la evaluación de contingencias en el sistema y sus efectos en las restantes componentes.

En general, no se dispone de una gran variedad de índices para medir la suficiencia, sino más bien de criterios que se adoptan en la planificación de la expansión del sistema, para incorporar condiciones mínimas que se deben cumplir en la operación. Estos criterios pueden entrelazarse con la seguridad del sistema, debido a la adopción de medidas o criterios mínimos, como el N-1, mediante el cual se busca reforzar la confiabilidad. Resumiendo lo relacionado a la suficiencia, se puede plantear un esquema como el de la figura 3.5.

De acuerdo a la experiencia, muchas empresas emplean un enfoque determinístico, que se basa en una evaluación de la suficiencia del sistema para ciertas situaciones peligrosas o de riesgo predeterminadas. Esto puede ser considerado como una extensión a los criterios de la etapa de planificación, usualmente adoptados en la operación donde el sistema ya existe y donde son usados los tradicionales flujos de potencia, en presencia de contingencias predeterminadas. En la etapa de planificación, la expansión o reforzamiento del sistema no existe, y por la tanto la preselección de contingencias presenta un serio desafío.

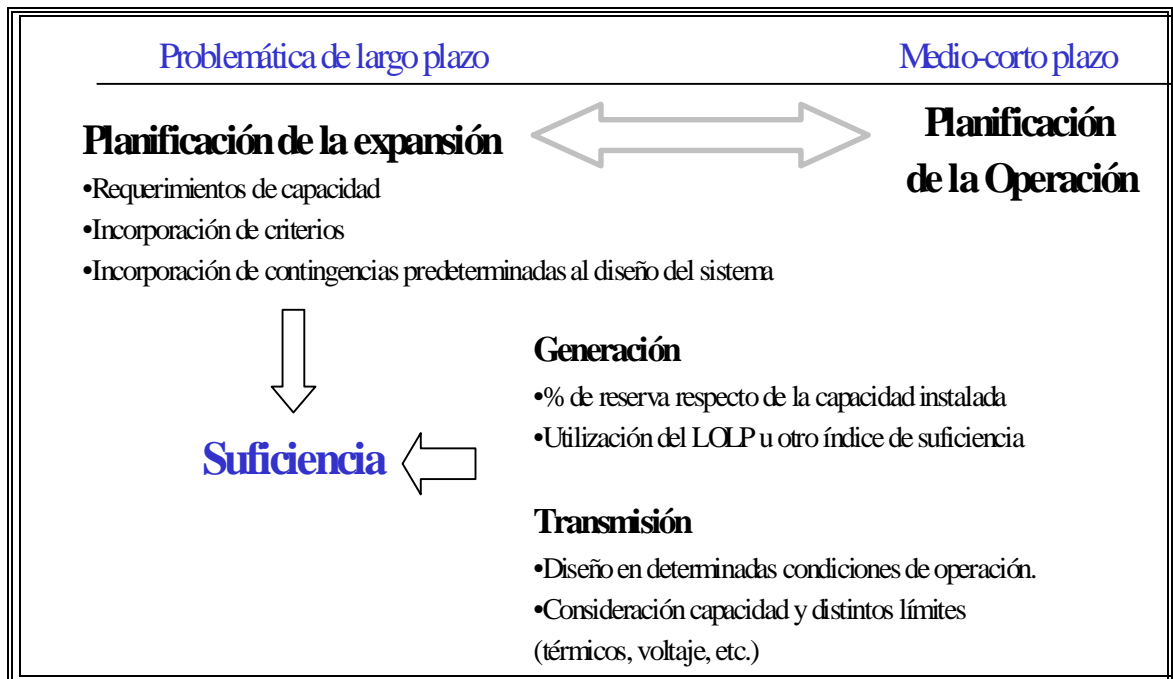


Figura 3.5: Marco para el tratamiento de la suficiencia

a) Cuantificación de la suficiencia

En general y como se ha mencionado a lo largo de esta sección, no existe gran variedad de índices para evaluar la suficiencia del sistema. Si se puede decir que corresponden a índices estáticos, que reflejan sólo características del sistema en ciertas condiciones. En general, podría plantearse un esquema donde se divide los criterios utilizados en la operación y planificación, como lo que se muestra en la tabla 3.3.

Cabe mencionar que por la relación de la suficiencia con el largo plazo y por lo tanto con la planificación del sistema, deberían considerarse muchas de estas medidas o criterios, como parte del diseño del sistema, es decir incorporadas a priori, aunque pueden haber componentes, que como ya se ha mencionado anteriormente, se pueden encontrar o ser utilizadas para la operación misma del sistema.

Por otra parte, también deben considerarse otras medidas que también vienen a reflejar características de suficiencia, como es el caso de los índices

considerados para medir la continuidad a nivel de distribución de energía, como es el caso del SAIFI o el mismo TTIK o TTIT aplicado en Chile. Estos mismos índices podrían extenderse en su aplicación y utilizarse en la generación o en los puntos de transmisión en alta tensión y por lo tanto reflejar que tan suficientes o adecuados son los sistemas, claro está, distinguiendo de las interrupciones que tienen origen en situaciones ajenas a gestiones de control o imprevisibles en su naturaleza, de las fallas propias del sistema.

Tabla 3.3: Criterios relacionados a la suficiencia del sistema.

Suficiencia	Planificación de la operación	Incorporados en la etapa de expansión
<b>Criterios y procedimientos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Complementariedad con aspectos relacionados con la seguridad del sistema, como la aplicación del criterio N-1.</li> <li>• Extensión de índices de continuidad, como medida de suficiencia.</li> <li>• Mediciones utilizando índices estáticos y como medida para la confiabilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinación de un porcentaje de reserva, mediante utilización de criterio determinístico (igual a la unidad de mayor envergadura o como porcentaje de la potencia instalada, etc.) o probabilístico (de acuerdo a minimización de la ENS, el LOLP u otro criterio).</li> <li>• Criterio N-1 u otro como el N-2, aplicado en la generación o en la transmisión.</li> <li>• Evaluación de contingencias para determinación de condiciones de diseño.</li> <li>• Utilización de índices como medida de la suficiencia, como el LOLP, LOLE o el ENS.</li> <li>• Planificación sujeta al cumplimiento de límites de operación, márgenes de estabilidad, soporte de determinadas contingencias, etc.</li> </ul>

### **3.3.3 Calidad**

El concepto de calidad de servicio, se encuentra íntimamente ligado a la confiabilidad existente en el SEP. Actualmente, se ha convertido en un tema de amplio estudio debido a la reestructuración del sector energético. Actualmente algunas legislaciones, como por ejemplo la Argentina o la española, separan la calidad haciendo énfasis en los siguientes aspectos: Calidad del producto técnico suministrado, Calidad del servicio técnico prestado y Calidad del servicio comercial.

Si bien la calidad ocupa el nivel inferior dentro la estructura jerárquica planteada para la confiabilidad, ello no le quita importancia dentro de la confiabilidad global que ha de tener el sistema. De acuerdo al marco conceptual propuesto, la suficiencia y la seguridad determinan la calidad existente en el SEP.

Por una parte, la suficiencia al ser un problema relacionado en mayor medida con la planificación del sistema, determina la estructura e incorpora criterios a los cuales se debe ceñir la red y su diseño. La seguridad por su parte, determinada básicamente por las políticas y procedimientos de operación, establece el grado de robustez y respuesta del sistema. Claramente los servicios complementarios, como parte de la seguridad tiene relación directa con la calidad, en relación tanto con variables técnicas, como en su rol en la continuidad y en la previsión de fallas en el sistema.

En búsqueda de un enfoque integrador de los conflictivos temas en cuestión, se puede plantear el siguiente esquema para la calidad y su relación a los aspectos aquí discutidos:

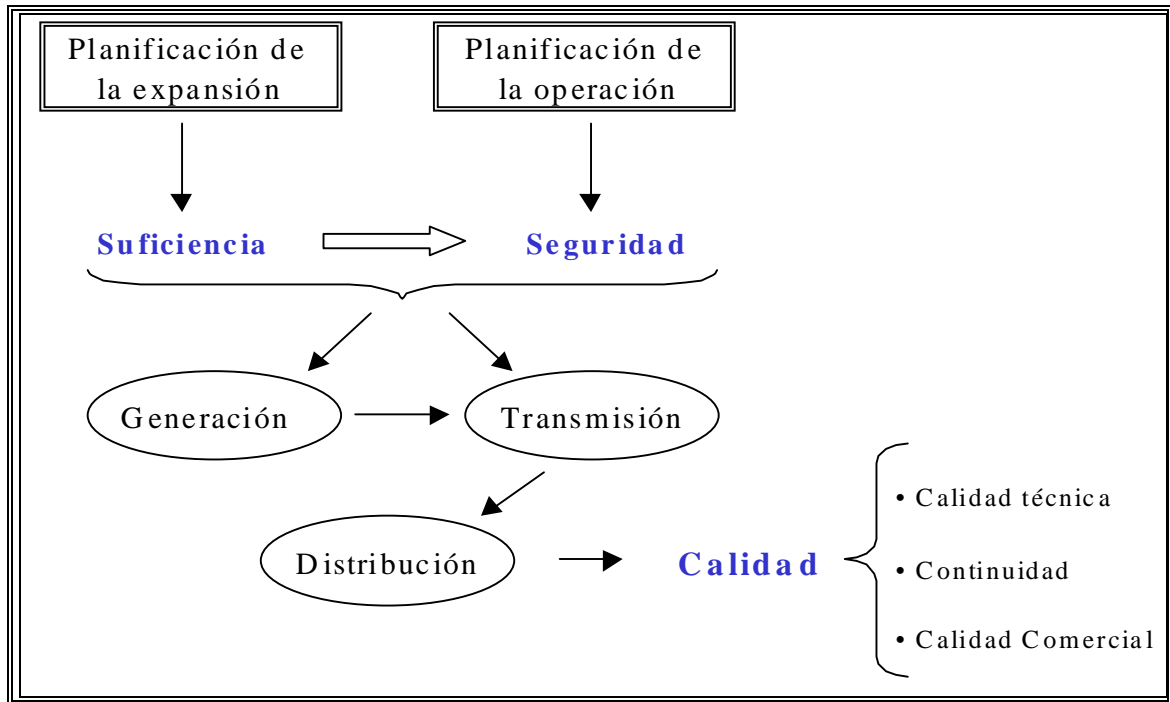


Figura 3.6: Relación de la calidad con la suficiencia y seguridad

Generalmente se trata la calidad de servicio como una característica inherente al segmento de distribución, ello debido al rol que cumple en la entrega del suministro al cliente final. A raíz de lo anterior y por sus características, como la gran dimensión del problema, generalmente el segmento de distribución recibe un tratamiento aislado de los segmentos de generación y transmisión de energía. El aislamiento del segmento en cuanto a la calidad y otros aspectos, es algo que igual se da al tratar las interrupciones del suministro, lo cual es usualmente incorporado como aspecto importante de la calidad y que finalmente refleja también características de suficiencia de las redes de distribución.

Para efectos del marco propuesto y de acuerdo a marcos regulatorios como los mencionados en un comienzo, la calidad se separa en tres aspectos básicos como muestra la figura 3.7:



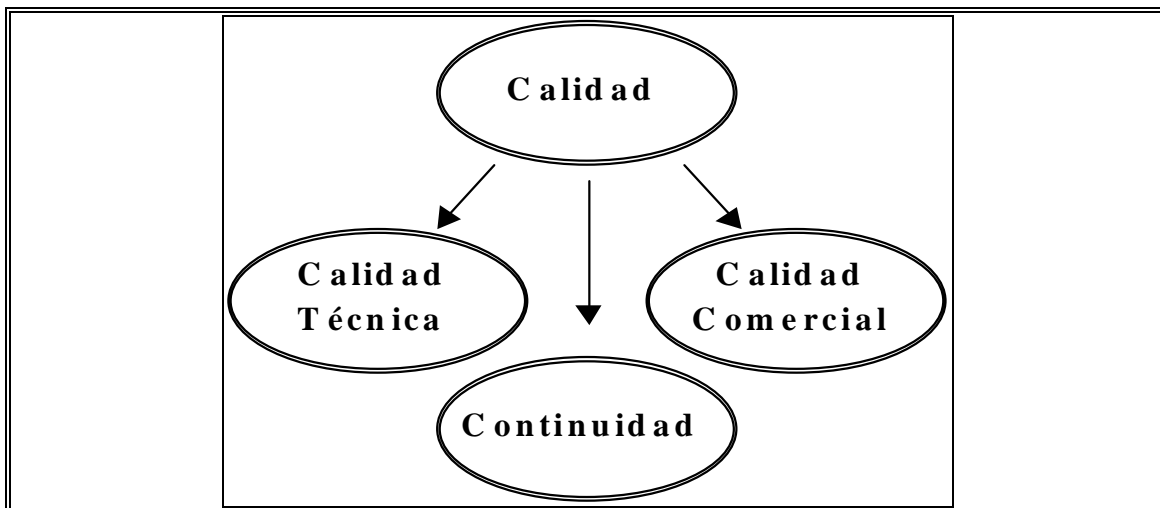


Figura 3.7: Características de la calidad

- Continuidad: Número, duración y frecuencia de las interrupciones.
- Calidad Técnica del producto: Se refiere a todo lo relacionado con la forma de onda, como por ejemplo niveles de tensión, rangos de frecuencia, flickers, armónicas, etc.
- Calidad Comercial del servicio: Se refiere básicamente a la atención al cliente, tiempos de facturación, tiempo de reposición del suministro, etc.

La continuidad del suministro, se incorpora a los aspectos concernientes a la calidad del servicio, ello por cuanto refleja una característica fundamental del servicio que finalmente recibe el cliente. La medición y el establecimiento de índices para la continuidad como parte de la calidad, también conforman parte de la suficiencia del sistema, aplicados principalmente al nivel de distribución, también se puede extender su aplicación al resto del sistema. Si bien puede resultar ambiguo lo relacionado a la continuidad en relación con el marco propuesto, ésta se fundamenta en la complementariedad de las características que conforman la confiabilidad global del sistema y la clara interrelación que se da entre sus componentes.

En este sentido y con respecto a la continuidad, es importante mencionar la diferencia existente en la naturaleza de las interrupciones que ocurren en los segmentos de generación y transmisión, con las que tienen su origen específicamente en la distribución. En general las interrupciones provocadas en niveles altos de

tensión, a decir generación – transmisión, arrastran grandes porciones del sistema y pueden ser causa de falta de unidades de generación, baja disponibilidad o fallos en las redes de alta tensión. En general algún fallo en la red de transmisión puede causar graves consecuencias en el suministro, razón por la cual se adopta el criterio N-1 en el diseño del sistema de transmisión, criterios que en forma similar se incorporan para el sistema de generación.

Es en la distribución de energía donde se generan la mayoría de las interrupciones. De acuerdo a estudios [Rvie99], suele asignarse del orden del 80 al 95% del total de interrupciones a este segmento y lo restante al sistema de  $G_x - T_x$ . Por otra parte, de acuerdo a estudio realizado por el Office of Electricity Regulation (Offer), este porcentaje puede llegar hasta el 99%. De ahí también la importancia del establecimiento de índices para medir la continuidad en la distribución de energía y como parte de la calidad.

La continuidad, si bien forma parte esencial de la calidad y del producto electricidad (ello debido al alto costo de las interrupciones en el ámbito productivo y de la industria en general), posee componentes de suficiencia debido principalmente a que cualquiera sea la forma que se utilice para medirla, como por ejemplo el establecimiento de índices, reflejan las características propias de las instalaciones. Así, de presentarse valores altos para los índices de interrupción, podría pensarse en un problema de diseño o de insuficiencia de las redes de baja o media tensión.

Además de la mencionada continuidad del suministro, aparecen importantes aspectos para caracterizar la calidad, como los aspectos técnicos y los de atención comercial. El primero de ellos guarda relación esencialmente con las características de la onda, tanto en amplitud, frecuencia y forma de onda. En general los aspectos más importantes para este aspecto lo constituyen los flúckers, las interrupciones breves del suministro (generalmente las de menos de 3 minutos de duración), las armónicas y las variaciones de tensión. En la tabla 3.4 se describen los principales aspectos relacionados a la calidad técnica del producto.

Finalmente se encuentra la calidad comercial del servicio, lo cual incluye aspectos que no son específicos al suministro de electricidad propiamente tal. Dentro de este concepto se manejan variables como los tiempos de reposición del

suministro, tiempo de atención y solución de las quejas, tiempos de conexión de nuevos clientes, etc. En general no se distinguen índices u formas de medir los aspectos relacionados al aspecto comercial.

En este sentido, cabe mencionar el desafío que surge en el proceso de liberalización de numerosos sistemas, donde la figura de los comercializadores nace como una nueva figura en cuanto a la atención de los clientes y en cuanto al aspecto comercial específicamente.

a) Cuantificación de la calidad

En primer lugar se encuentra la cuantificación de la continuidad, lo cual se realiza principalmente mediante el establecimiento de índices para las interrupciones. Esto, tema de amplio estudio en el último tiempo, ha llevado a que se desarrollen una gran cantidad de índices de distinta índole.

Los índices para las interrupciones se pueden separar según su origen en índices de sistema e individuales, pudiendo a su vez segmentarse los de sistema en índices basados en potencia, energía y clientes. A continuación se enumeran los más importantes, utilizados en distintos países alrededor del mundo, adjuntándose como Anexo C una breve descripción acerca de su cálculo y aplicación:

I. Índices individuales:

- Número de interrupciones por período (int./período)
- Duración media de las interrupciones (horas/int.)
- ENS (kWh/período): Si bien no se puede calcular, existen formas de estimarla, ya sea extrapolando medidas o mediante la utilización de curvas de carga típicas, etc.

II. Índices de sistema: Estos a su vez se pueden clasificar en índices basados en clientes, índices basados en potencia e índices basados en energía:

i) Índices basados en clientes

- ✓ SAIFI [int./año] (*System Average Interruption Frequency Index*)
- ✓ SAIDI [min./año] (*System Average Interruption Duration Index*)
- ✓ CAIFI [int./año] (*Customer Average Interruption Frequency Index*)

✓ CAIDI [h/int.] (*Customer Average Interruption Frequency Index*)

ii) Índices basados en potencia

✓ TIEPI [horas] (*Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada*)

✓ NIEPI [int.] (*Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada*)

✓ FMIK [horas] (*frecuencia media de interrupciones por kVA nominal instalado*)

✓ TTIK [int.] (*Tiempo total de interrupciones por kVA nominal instalado (éstos dos últimos son similares al TIEPI y NIEPI)*)

✓ FMIT (*Frecuencia media de interrupción por transformador instalado*) TTIT: *Tiempo total de interrupción por transformador instalado*

✓ ASIDI [horas] (*equivalente anglosajón del TIEPI*)

✓ ASIFI [int.] (*equivalente anglosajón del NIEPI*)

✓ TIEPED [min.] (*Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada*)

iii) Índices basados en energía

✓ ENS [kWh] (*Energía no suministrada*)

✓ ASCI [kWh/clientes totales] (*Average System Curtailment Index*)

✓ ACCI [kWh/clientes afectados] (*Average Customer Curtailment Index*)

Según lo descrito en el Anexo C, los índices pueden establecer el N° de interrupciones media, la frecuencia media o porcentajes de potencia interrumpida respecto de la total instalada. Generalmente junto a estos esquemas de índices se imponen límites para ya sea aplicar multas o también incentivos por el alcance de ciertos objetivos (como ocurre en el NYPP).

<b>Característica de la onda</b>	<b>Perturbación</b>	<b>Origen</b>	<b>Medidas regulatorias para la característica</b>
<b>Frecuencia</b>	Variaciones de frecuencia	Posibles desbalances instantáneos entre generación y demanda, variable que es corregida por medio de la generación.	Límites porcentuales durante periodos de tiempo predeterminados.
<b>Amplitud</b>	Variación de tensión suministrada	Producida por mal diseño de la red de distribución o variaciones en la carga de la red la misma.	Límites de variación en torno a la tensión de referencia.
	Flícker o Parpadeo (Variaciones rápidas de tensión)	Suele ser provocado por cargas fluctuantes, como hornos de arco, máquinas industriales, etc.	Índices
	Interrupciones breves de la tensión suministrada	Operación de los sistemas de protección, fallas en otras líneas, conexión de cargas, etc. (duración menor a 3 minutos)	Desagregación y fijación de limite en el N° de interrupciones.
	Sobretensiones temporales en la red entre fases y tierra	Operación de los sistemas de protección, fallas en otras líneas, conexión de cargas, etc.	Límites
	Sobretensiones transitorias entre fases y tierra	Rayos en los sistemas de distribución, accionamiento de las protecciones, etc.	
<b>Forma de onda</b>	Tensiones armónicas, tensiones inarmónicas.	Generadas por cargas desequilibradas, motores de inducción, cargas de uso doméstico, rectificadores, etc.	Reglamentación sobre el índice de distorsión total (THD(%)) y sobre cada tipo de armónica en particular.

Tabla 3.4: Aspectos relacionados a la calidad del producto técnico

Los índices mencionados en esta sección corresponden a una muestra representativa de los utilizados con mayor frecuencia. Últimamente se ha estudiado su extensión para todo el sistema en su conjunto y aunque no está del todo clara su real aplicación, resultaría de utilidad obtener la evolución de las interrupciones desde el sistema de generación hasta el consumidor final. No obstante lo anterior y en consideración de lo mencionado anteriormente, en cuanto a la distinta naturaleza de las interrupciones en los tres segmentos del sector energético; es que su cálculo requeriría de una gran cantidad de información.

Aparte de la ya mencionada continuidad, se deben establecer parámetros para medir los aspectos técnicos de la calidad y los comerciales. Con respecto al primero de ellos, generalmente se establecen límites máximos de variación junto a distintos tipos de índices, dependiendo de cada sistema. En la tabla 3.4, junto al enumerar los posibles aspectos técnicos que se pueden considerar, se entrega una breve descripción de lo que generalmente se utiliza para su medición, como limitaciones en el N° de interrupciones breves, límites para la distorsión armónica, etc.

Con respecto a la calidad comercial, se establecen medidas regulatorias para la entrega de una atención comercial satisfactoria. Aparecen principalmente tiempos asociados a la realización de nuevas conexiones, de atención a clientes, tiempos de espera y otras características con respecto a la facturación, como también así para el corte del suministro en el caso de no pago y la reposición del servicio.

### **3.4. Inserción de los Servicios Complementarios**

#### **3.4.1 Definición y tratamiento**

Establecido el marco para el tratamiento de la confiabilidad, se debe complementar la temática con los servicios que permiten que la energía se entregue con ciertos niveles de confiabilidad, afianzando algunos aspectos como la seguridad y la calidad del servicio específicamente. Estos servicios, hoy en día, están directamente relacionados con los llamados servicios complementarios o Ancillary Services, SC de ahora en adelante, los cuales otorgan soporte a la red en lo que se refiere principalmente al soporte de voltaje, frecuencia y la operación de la red en

general, a través de la provisión de reservas y otros servicios. Al igual que el tratamiento que tiene la confiabilidad, se suelen dar distintas interpretaciones para éstos, como se muestra a continuación:

"Los Servicios complementarios son aquellos necesarios para dar soporte a la transmisión del suministro energético, desde los vendedores hasta los compradores, dadas las obligaciones de los diferentes agentes, para mantener una operación confiable del Sistema Interconectado de Transmisión. Estos servicios hacen viable la entrega del suministro eléctrico en condiciones de calidad y seguridad aceptables".<sup>10</sup>

"Los servicios complementarios son aquellos productos necesarios para hacer viable la entrega de energía eléctrica en condiciones de calidad y seguridad aceptables".<sup>11</sup>

"Los servicios auxiliares son los servicios requeridos para asegurar que las áreas de control y entidades de compra y venta operen confiablemente en las interconexiones".<sup>12</sup>

"Los servicios complementarios son todas aquellas funciones desarrolladas por personal y equipos que generan, controlan y transmiten electricidad como soporte a los servicios básicos de capacidad de generación, abastecimiento de electricidad y transmisión de energía y potencia".<sup>13</sup>

Si bien puede resultar claro que los SC brindan soporte a la operación confiable del SEP, cabe preguntarse cuales son los aspectos o variables que se refuerzan, el porque de su necesidad y que aspecto de la confiabilidad en particular se ve favorecido. En la tabla 3.5, se muestra un resumen de los servicios más trascendentes y una breve descripción de los mismos, según lo dispuesto por la FERC:

---

<sup>10</sup> "Order N° 888", Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 24 de abril de 1996.

<sup>11</sup> Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE).

<sup>12</sup> North American Electric Reliability Council, NERC.

<sup>13</sup> Oak Ridge National Laboratory (ORNL).

Servicio	Descripción	Escala de Tiempo
Control del Sistema	Programación anticipada de la generación y las transacciones, y control en tiempo real de parte de la generación, para lograr el balance entre generación y carga, la seguridad de la transmisión y la preparación para las emergencias	Segundos a horas
Provisión de Reactivos y Control de Tensión	Inyección o absorción de potencia reactiva por parte de los generadores, para mantener los voltajes del Sistema de Transmisión dentro de los rangos requeridos	Segundos
Regulación	Uso de generación equipada con dispositivos de control automático, para mantener, minuto a minuto, el balance entre la generación y la carga	+/- 1 minuto
Reserva de Operación en Giro	Provisión de capacidad de generación (usualmente equipada con dispositivos de control automático), que está sincronizada con la red y sin carga, pudiendo responder en forma inmediata para corregir los desbalances de energía causados por salidas imprevistas de componentes de generación o transmisión, y que está totalmente disponible en diez minutos	Segundos hasta 10 minutos
Reserva Fría o Suplementaria de Operación	Provisión de capacidad de generación y cargas desconectables, usada para corregir los desbalances entre la generación y la carga, causados por salidas imprevistas de generación o transmisión, y que está totalmente disponible en diez minutos	Menos de 10 minutos
Balance de Energía	Uso de generación para corregir en forma horaria las diferencias entre las transacciones actuales y las programadas entre los proveedores y sus clientes	Horariamente
Partida Autónoma del Sistema	Capacidad de una unidad generadora de pasar de una condición de inhabilitación a otra de operación, sin la asistencia de la red eléctrica, siendo capaz después de energizar la red, para ayudar a otras unidades a partir, cuando ocurren caídas en el Sistema	Cuando se producen caídas o cortes

Tabla 3.5: Descripción, utilización y tiempos involucrados en la provisión de los SC según lo dispuesto por la FERC

Además de los mencionados en el cuadro, aparecen otros servicios como el seguimiento de carga, servicios de estabilidad, etc. En general se refuerzan aspectos esenciales y que de una u otra forma, se encuentran presentes la mayor parte del tiempo en el sistema, como lo es el caso de regulación primaria y la regulación de voltaje, corrigiendo el desbalance oferta – demanda y fortaleciendo el sistema de transmisión respectivamente. Ello en primera instancia permitiría decir que es la seguridad la principal variable fortalecida como parte de la QAS.

En general se podría decir que son cinco los servicios más utilizados, en sistemas eléctricos donde ya se encuentra implementado el mercado para los SC [ABAD00]:



- ❖ Regulación Primaria
- ❖ Regulación Secundaria
- ❖ Regulación Terciaria
- ❖ Control de Voltaje
- ❖ Partida Autónoma

Un breve análisis de éstos se realiza en el Anexo D, pudiéndose concluir que son aspectos como el balance entre generación y demanda, regulación de tensión, preparación y medidas para afrontar contingencias junto a la disposición de reservas, algunas dentro de otras labores las que se pueden reforzar y tratar a través de los SC's.

La breve descripción realizada de los SC más utilizados y standards, por decirlo de alguna forma, deja claro el respaldo y soporte que brindan en la operación de la red y en la seguridad del sistema en particular. La reserva primaria en el balance generación – demanda, manteniendo la frecuencia dentro de límites confiables y preestablecidos, la secundaria y al igual que la reserva terciaria, como parte de la reserva necesaria para cubrir posibles contingencias. El control de voltaje, mediante la absorción o inyección de Reactivos, reforzando el sistema de transmisión en cuanto a regulación y la partida autónoma en casos de tener que resincronizar el sistema luego de una contingencia mayor o un colapso del sistema.

La necesidad por contar con los servicios complementarios surge en primera instancia como instancia para reforzar los aspectos ya mencionados y la confiabilidad en general. Por otra parte surge una fuente para introducir competitividad y eficiencia para algunos derivados del producto electricidad donde puede que no exista, lo cual basado en la experiencia internacional y dada su aparición en cada vez más sistemas alrededor del mundo, sienta las bases para su implementación. Las características particulares que posee el negocio de la electricidad, así como los aspectos técnicos que determinan su provisión, hacen imprescindible la presencia de una serie estos servicios de apoyo que, acompañando a los servicios básicos del suministro eléctrico, permitan la operación del Sistema y aseguren el cumplimiento de criterios específicos de confiabilidad.

Claramente, el aporte que realiza cada uno de estos servicios a la confiabilidad del sistema es algo difícilmente cuantificable, como lo es también su impacto en la seguridad y calidad finalmente entregada. Un diagrama de la relación entre los SC y los segmentos del SEP se ilustra a continuación en la figura 3.8.

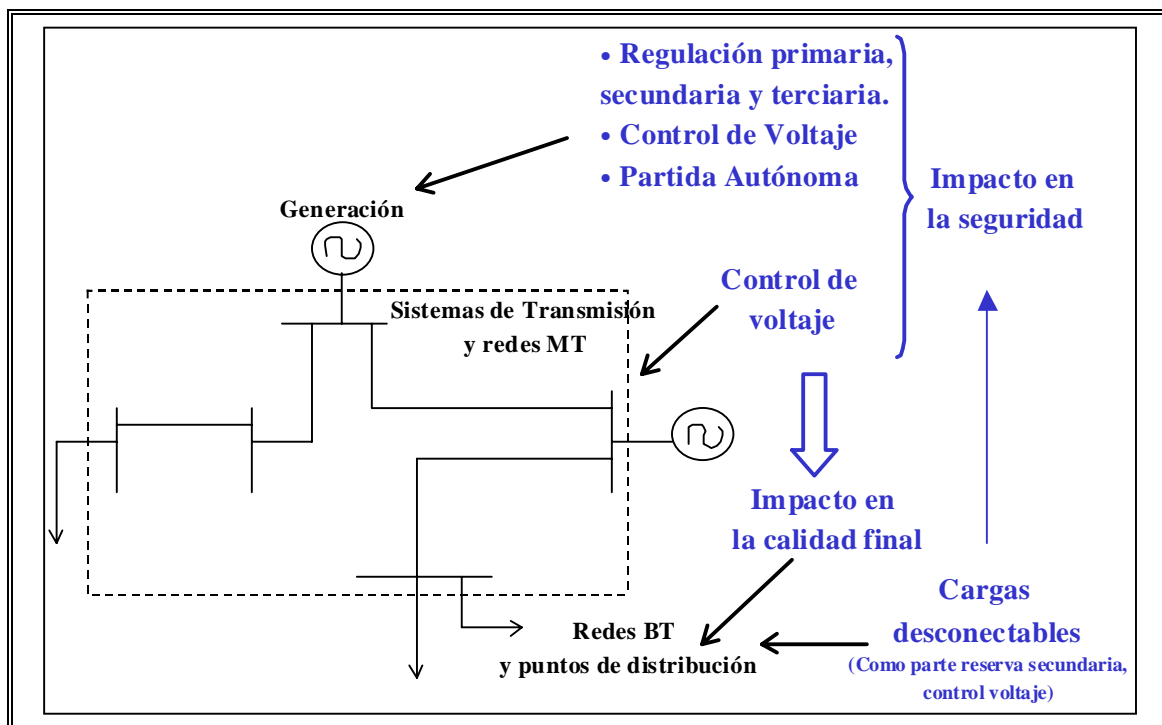


Figura 3.8: Inserción e importancia de los Servicios Complementarios

El esquema trata de integrar los conceptos hasta aquí discutidos, como el respaldo de los SC en la seguridad de la red, su incidencia en la calidad y conjugando ambos aspectos, en la confiabilidad global del sistema.

### 3.4.2 Descripción de los mercados para los SC y de los aspectos económicos involucrados

El Mercado de los Servicios Complementarios se debe entender como aquél que administra y gestiona aquellos productos técnicos y humanos necesarios para hacer viable la entrega de un suministro eléctrico en condiciones de seguridad y

calidad de servicio aceptables. Este tratamiento y el afianzamiento de la confiabilidad, depende de los objetivos y alcance de la confiabilidad de cada sistema en particular, ya que su definición puede resultar confusa, como se vió con anterioridad.

En el último periodo, dada la constante reformulación de los mercados eléctricos, se ha registrado la tendencia de incentivar la competencia en el segmento de los servicios complementarios, creando mercados independientes para éstos, tarifándolos y remunerándolos en forma independiente al mercado primario de energía (aunque aún no existen antecedentes en cuanto a la remuneración de energía reactiva). Ello también ha llevado a la formulación de mercados secundarios, además del mercado primario de energía y potencia, lo que en algunos casos también ha desencadenado en la integración de ambos mercados para incluir el despacho y programación de los SC.

Los SC pueden ser transados tanto en forma agregada, como ocurre en el Reino Unido (aunque también existe un mercado para los SC), donde es el transmisor quien establece acuerdos con la entidad reguladora para alcanzar ciertos objetivos de costos, controlando los niveles y buscando la eficiencia en su provisión, como así también en forma desagregada, estableciendo mercados integrados al mercado primario de energía y potencia o mercados secundarios. En este sentido, ya existen numerosos países donde el mercado de los SC ya es una realidad, como el ya citado caso de Inglaterra, además de California, España, Australia, Nueva Zelanda y los países Nórdicos, entre otros.

Así también, existen numerosos países donde es el transmisor el encargado de gestionar los SC, caso que generalmente coincide cuando éste actúa como operador del sistema, como es el caso de TRANSPOWER en Nueva Zelanda, o de la NGC (National Grid Company) en Inglaterra. También puede ser gestionados por el operador del sistema, como el caso del Estado de California, que en este caso es totalmente independiente de las empresas del sector energético.

Con referencia a los esquemas remuneratorios de los SC, éstos debieran buscar reflejar tanto los costos en los cuales se incurre al prestar estos servicios como

su costo de oportunidad. En general y de acuerdo a la experiencia internacional, se reconocen las siguientes componentes para su remuneración:

- ❖ Uso
- ❖ Capacidad
- ❖ Disponibilidad
- ❖ Pagos compensatorios (éste último en el caso donde se restringe la operación prevista en el despacho y programación de las unidades)

En este sentido, tema de estudio en el último tiempo ha sido la determinación de los costos asociados a los SC, como parte fundamental del establecimiento de su esquema de remuneración. Según estudios, los costos asociados a los SC alcanzan del orden del 10% del precio de la energía o del kWh abastecido [Hirs97]<sup>14</sup>, desglosándose como se muestra en la figura 3.9. Parte importante de los costos se asocian a las pérdidas seguido de las reservas del sistema.

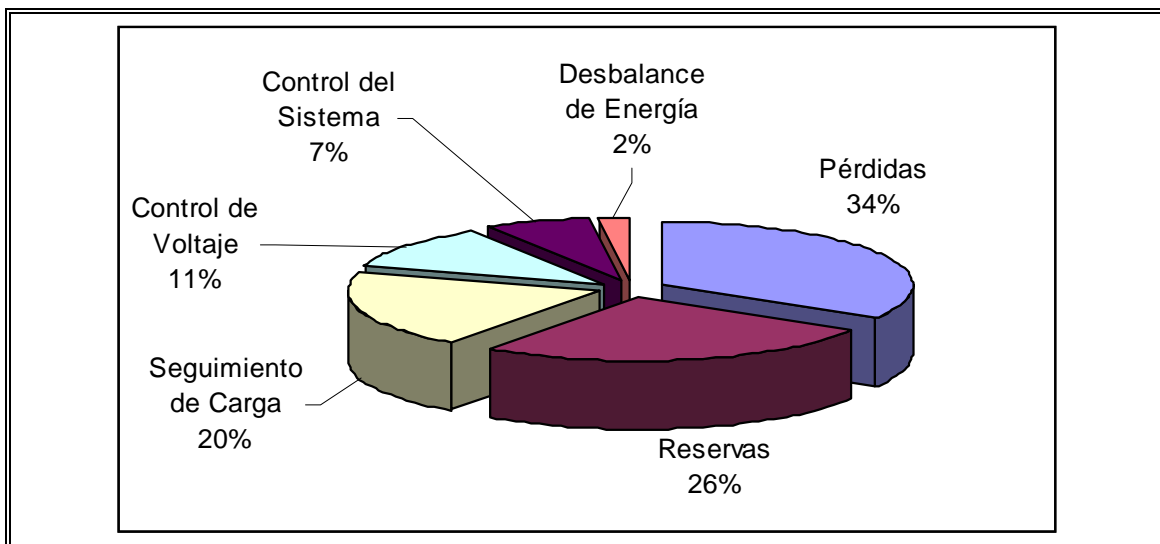


Figura 3.9 Distribución de los costos asociados a los SC

<sup>14</sup> Jin Zhong, Kankar Bhattacharya; Research University of Sweden

No obstante, la implementación de esquemas eficientes para la remuneración de los SC debe ser considerado como un problema de resolución no trivial. Se puede citar el caso de California , donde la imperfección de los precios (basada en subasta competitiva) produjo déficits de generación, ya sea por el alto o el bajo precio de los SC involucrados con el consiguiente impacto en su oferta [Hawk99].

Además de la importancia de los SC, la implementación de mercados para los SC plantea la interrogante si realmente la seguridad puede ser un factor competitivo dentro de los sistemas eléctricos. A partir de ello, se puede plantear la posibilidad de que parte de la seguridad, puede ser tarifado y competitivo. Lo anterior, dentro de un marco adecuado para el mercado, especialmente en cuanto a desarrollo y a un nivel mínimo de exigencias en cuanto a la mantención de niveles aceptables de confiabilidad, delineado por normas regulatorias y procedimientos claros.

Planteada la competitividad y el reconocimiento de costos ajenos a la entrega de energía, se debe mencionar la forma de traspasarlos hacia el cliente final. El esquema generalmente utilizado para traspasar los costos (incurridos en la provisión de los SC) se basa en una prorrata de acuerdo al consumo de cada uno de los clientes, para cubrir el total de SC's aportados para la operación del SEP, lo cual plantea una forma bastante racional y lógica para hacerlo.

Numerosas son las ventajas que presenta la implementación de mercados para los SC, a decir, reforzamiento y respaldo de la confiabilidad y de la seguridad en particular, introducción de eficiencia y competitividad en la provisión, señales claras para el mercado, etc. Por otra parte se comienza a reconocer parte de los costos en los que incurren principalmente los generadores, otorgando mayor transparencia a las regulaciones tarifarias, lo que en el caso de Chile no sucede.

### 3.5 Síntesis y aspectos relevantes

El objetivo de la sección precedente es sentar las bases para el tratamiento de la confiabilidad en forma íntegra y coherente, incorporando los aspectos que deben ser considerados tanto en el corto como en el largo plazo.

Con este objetivo, se divide la confiabilidad en tres aspectos (QAS), los cuales conforman la confiabilidad global del sistema y bajo el cual se pueden tratar todas las variables que caracterizan un adecuado funcionamiento del SEP. Además de integrar los servicios complementarios a la temática, y como parte de la seguridad, se abordan los tópicos con el fin de conjugarlos con la expansión y la operación del sistema, en búsqueda de la entrega de criterios para abordar el tratamiento de todo lo concerniente a su reforzamiento.

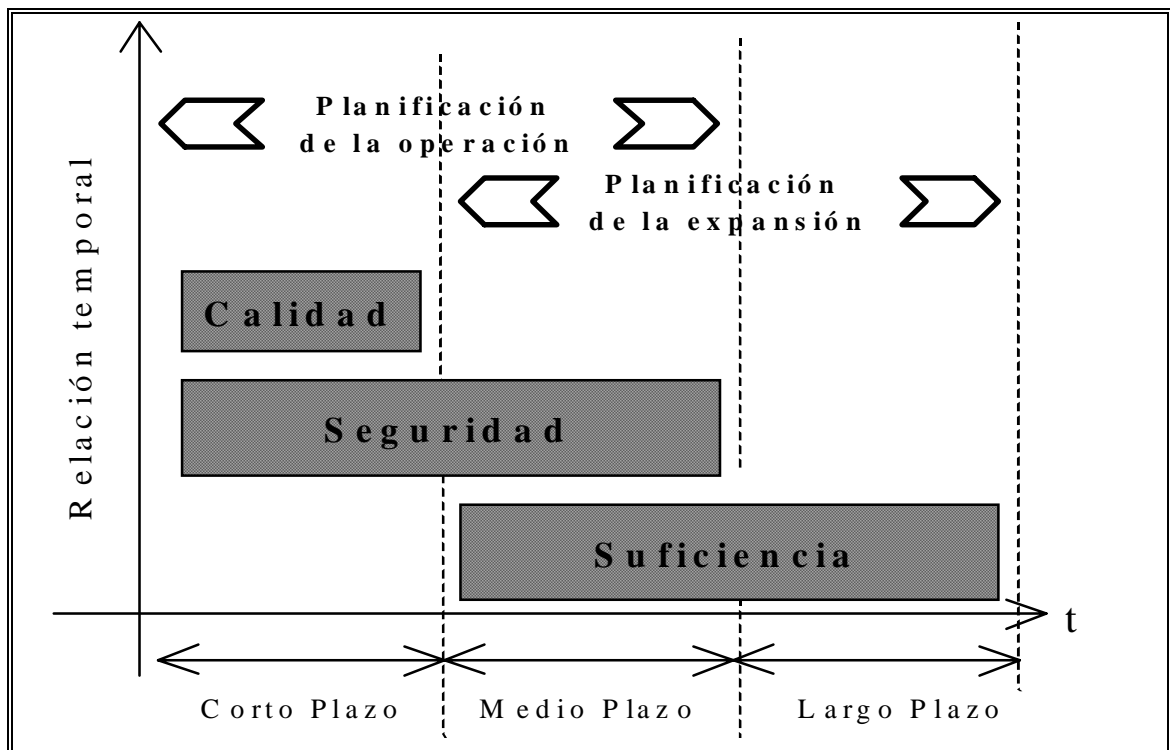


Figura 3.10: Relación de la QAS con el largo, medio y corto plazo

Para resumir la relación de los aspectos estudiados con el horizonte temporal se plantea la figura 3.10. En primer lugar la suficiencia, como parte esencial del diseño y expansión del sistema y por lo tanto relacionada al largo plazo, determinante en las condiciones en las cuales operará el sistema y por lo tanto en la seguridad y calidad existente en la red. Principalmente sujeta a un adecuado planteamiento de objetivos en la planificación, los cuales pueden resultar eficientes aún en el caso de ser determinísticos, siempre y cuando se encuentre fundamentado en un análisis económico y técnico sustentable.

La seguridad, en el corto – mediano plazo, dado por determinaciones tanto estáticas como dinámicas y determinada en gran medida por la existencia de los SC y por la aplicación de condiciones de suficiencia al diseño, como el clásico N-1 a nivel de transmisión. La calidad en último término, asociada al corto plazo y determinada por las características de suficiencia y seguridad del sistema.

Si bien muchos de los aspectos y conceptos estudiados, pueden ser objeto en sí de una investigación acuciosa, se ha tratado de definir e incorporar las principales variables para el estudio de cada una de ellas en particular.

Las implicancias del marco propuesto, serán profundizadas en las conclusiones de la presente investigación.

#### **IV. SISTEMA CHILENO: ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL**

En la presente sección se realiza una breve síntesis acerca del sistema chileno en cuanto a su composición, principales organismos reguladores y al funcionamiento del mercado en general, para luego analizar la legislación vigente en el SIC, finalizando el capítulo con una evaluación del estado actual de la confiabilidad en el sistema eléctrico chileno.

##### **4.1 Descripción del sector eléctrico chileno**

El sector eléctrico chileno se encuentra reformado desde el año 1982, cuando en el afán de desregular e introducir la libre competencia al sistema se dicta la Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N°1. Chile en este sentido fue país pionero, experiencia que después adoptaron muchos países alrededor del mundo.

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen una amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

##### **4.1.1 Estructura del mercado**

###### **a) Sistemas Eléctricos**

El sistema eléctrico chileno está constituido por cuatro sistemas interconectados, los cuales son los siguientes:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre Arica y Taltal con un 27% de la capacidad total instalada en el país, correspondientes a 2502 [MW]. Este sistema es esencialmente térmico, posee generación de centrales a carbón, fuel, diesel y de centrales de ciclo combinado.



El 90% del consumo del SING está conformado por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios.

- Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre Taltal y Chiloé con un 72,1% de la capacidad instalada, correspondientes a 6682 [MW]. Las unidades de generación están constituidas en un 58,4% por centrales hidráulicas y un 41,6% por centrales térmicas de carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural.

A diferencia del SING, éste sistema provee de energía mayoritariamente a clientes regulados, los cuales constituyen aproximadamente el 60% del consumo total.

- Sistema de Aysén que atiende el consumo de la XI Región con un 0,2% de la capacidad.
- Sistema de Magallanes, que abastece la XII Región con un 0,7% de la capacidad nacional.

Bajo este contexto, la coordinación de la operación de las centrales generadoras es efectuada en cada sistema eléctrico por un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo conformado por las principales empresas de generación, transmisión y subtransmisión. El CDEC es el encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía que se producen entre todos los generadores, siendo en el caso del sistema del Norte el CDEC-SING y en el caso del SIC el CDEC-SIC.

#### b) Organismos reguladores

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile son principalmente: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medioambiente y la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS). La SEC, la SVS, y los organismos de defensa de la competencia cumplen además un rol fiscalizador.

Dentro de los más importantes se podría que se encuentran la CNE, el Ministerio Economía, Fomento y Reconstrucción y la SEC, cuyas funciones se detallan a continuación:

- **Comisión Nacional de Energía:** La CNE es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma, que se relaciona directamente con el Presidente de la República. Su función es 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.

Particularmente en el sector eléctrico, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido ( informes técnicos). Actúa como ente técnico, informando al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), a objeto que dicho ministerio resuelva.

- **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción:** Este organismo es el encargado de fomentar la modernización de la estructura productiva del país, el fortalecimiento y expansión de la economía chilena y su inserción activa en los mercados internacionales. Con este objetivo implementa mecanismos destinados a corregir las distorsiones de los mercados y a ampliar su transparencia.

En el sector eléctrico es el encargado de fijar las tarifas de distribución eléctrica, los precios de nudo y de resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC, en todos los casos, previo informe de la CNE. Además, otorga las concesiones definitivas previo informe de la SEC.

- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles:** La SEC es un organismo descentralizado, regido por la Ley N°18.410, de 1985, que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

También es el responsable técnico en la entrega concesiones provisionales y de informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (la solicitud de concesión definitiva no es obligatoria en estos últimos tres casos). Asimismo, la SEC es responsable de verificar la calidad de los servicios prestados.

#### **4.1.2 Funcionamiento del mercado**

A nivel generación se transa energía eléctrica en el mercado spot, en donde sobre la base del costo marginal instantáneo se valorizan las transferencias entre generadores. Éstos, que ya sea pueden ser deficitarios o excedentarios, compran o venden energía a otros generadores del mercado.

El costo marginal instantáneo es determinado por el CDEC, el cual también determina las transferencias físicas y monetarias entre todos los agentes participantes del sistema.

De acuerdo a los criterios generales utilizados en la normativa, se establecen precios regulados en aquellos sectores donde las características del mercado son de monopolio natural; de esta forma los suministros para usuarios de consumo inferior a 2000 [kW] están afectos a regulación de precios y caso contrario para los consumidores por sobre los 2000 [kW].

De acuerdo a lo anterior, el mercado queda limitado a la consideración de dos mercados: el mercado de los clientes libres (consumo superior a 2 [MW]) y el de los clientes regulados (consumo inferior a 2 [MW]).

Los clientes libres contratan directamente con generadoras, subtransmisoras o distribuidoras su potencia y energía. El precio de los clientes libres

junto al de los clientes regulados se debe mover en una banda entorno al 10%, para de esta manera tener coherencia en ambos mercados, ejercicio que es realizado para cada fijación.

Por su parte los clientes regulados se encuentran sujetos a los precios de nudo, los cuales se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada a través de un informe técnico que elabora la CNE y su fijación que se realiza mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

El precio de nudo tiene dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia. Estos precios se determinan y fijan para todas las subestaciones que conforman el sistema de generación-transporte y para cada nivel de tensión, en cada uno de los cuatro sistemas eléctricos del país.

En el caso de la energía, éste corresponde a un promedio ponderado de costos marginales de corto plazo esperados, en el caso del SIC un promedio ponderado de 16 trimestres, a diferencia del SING donde es de 8 trimestres. En el caso de la potencia, éste corresponde al costo marginal de desarrollo de la unidad que la potencia de punta del sistema.

El precio que paga el usuario final regulado, corresponde a la suma del precio de nudo y la componente de VAD (Valor Agregado de Distribución), el cual refleja los costos medios de las redes distribución y representa un costo fijo para los clientes finales.

## **4.2 Legislación y normativa vigente en el SIC**

La legislación para el sector eléctrico chileno se encuentra determinada básicamente por Ley General de Servicios Eléctricos DFL N°1 de 1982, el ya derogado decreto 6 de 1986 (Reglamento de coordinación de la operación interconectada de centrales generadoras y líneas de transporte) y el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (contenida en el decreto N°327) del año 1998, todas dictadas por el Ministerio de Minería, ello junto a otras normas o reglamentos

de origen interno, como el nuevo reglamento interno para el CDEC-SIC del año 1999, el cual aún se encuentra en la CNE para que ésta de su informe favorable.

A esto se suma el Anteproyecto de la Ley General de Servicios Eléctricos dictado en agosto recién pasado, el cual aún se encuentra en etapas preliminares de estudio y sujeto a discusión pública. Este último vendría a reemplazar al antiguo DFL N°1 y plantea un nuevo entorno para el desarrollo de la mayor parte de los segmentos del sector eléctrico, lo cual será analizado con mayor detención posteriormente.

En relación con el tema en estudio, la situación de la legislación chilena se encuentra un tanto atrasada en comparación a lo que sucede en otros países en esta materia, sin mencionar la situación existente previo a la publicación del decreto 327 en conjunto con el nuevo anteproyecto.

En el DFL N°1, el tratamiento que tienen temas como la confiabilidad, la seguridad y la calidad, es bastante escaso y se mencionan de manera explícita, sino ninguna, muy pocas veces y con bastante generalidad. Se hace un tratamiento bastante global en esta materia, razón por la cual se impulsa el reglamento general de servicios eléctricos, el que sin embargo deja una cantidad de normas técnicas para dictarse en el futuro al igual que el anteproyecto del DFL N°1.

A continuación se realiza un análisis de las distintas leyes en cuanto a la confiabilidad y en relación con el marco conceptual propuesto.

#### **4.2.1 DFL N°1**

En general, esta ley aborda las distintas acciones y responsabilidades que le cabe a los distintos segmentos del SEP. Se describen los distintos procedimientos y disposiciones en lo que se refiere a servidumbres, centrales de generación, líneas de transmisión, regulación de tarifas y concesiones, dentro de otros aspectos de relevancia para el sector eléctrico. En lo que respecta al tema en estudio, la seguridad y la confiabilidad global del sistema, no se aborda en forma particular.

A mediados del año 99 se hace una modificación al artículo 99-bis contenido en el DFL N°1, debido principalmente al problema de sequía y constante

racionamiento eléctrico, el que finalmente impone restricciones en cuanto a disponibilidad y confiabilidad en el SEP.

Por una parte se decreta que la hidrología más seca no constituye fuerza mayor que exima a los generadores a pagar compensaciones. Así también se establece el pago de resarcimientos a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía, el cual debe ser traspasado desde los generadores a clientes finales por medio de las distribuidoras. A través de las modificaciones se busca dar una señal para incentivar el incremento de la potencia instalada en el sistema, objetivo que no queda del todo claro haberlo alcanzado.

Con respecto al DFL N°1 en sí, en el artículo 51 se aborda el tema de la seguridad en primera instancia, donde en relación con el sistema de transmisión (concesiones y servidumbres específicamente) se cita lo siguiente:

"Las instalaciones y obras complementarias, principales y de respaldo, que deben considerarse para el cálculo de la indemnización serán **todas aquellas necesarias para mantener una adecuada seguridad y calidad del servicio**".

El artículo de mayor importancia con respecto al tema en estudio es el Art. N° 81, donde se hace mención de las condiciones en las cuales ha de operar el SEP. Contenido en la sección donde se trata la explotación de los servicios eléctricos y del suministro energético, se aborda la obligación de interconexión, para lo cual se estipula lo siguiente:

"La operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

- 1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;**
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico;
3. Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión..."

Esta es la primera instancia donde se toca el tema de preservación de la seguridad, sin previa definición de ella. Bajo este contexto no se pueden dejar de mencionar algunas definiciones importantes contenidas en la ley (Art. N° 150):

- Centro de Despacho Económico de Carga: Organismo encargado de determinar la operación del conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, compatible con una seguridad prefijada.
- Margen de reserva teórico: Mínimo sobreequipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta con una seguridad determinada, dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.

Si bien se menciona la seguridad de servicio, a través de la ley no se dan parámetros ni definiciones para abordarla. Esta aclaración resulta importante, ya que resulta en la divergencia de conocer bajo que criterios se deben operar los distintos segmentos del mercado eléctrico, dado que el suministro debe contar de por sí con ciertos niveles de confiabilidad global, lo cual se menciona en forma genérica como preservar la seguridad.

De suma importancia resulta la aparición de una reserva teórica, motivo de la formulación práctica de la presente investigación. Si bien se menciona, se denota la carencia de procedimientos y normas claras para determinarla. Como se verá más adelante, recién en el decreto N° 327 se define este margen como el inverso de la indisponibilidad de generación (en relación al cálculo de la potencia firme) aunque su aplicación no queda claramente especificada.

Por otra parte, en algunas secciones del DFL N°1 se trata el tema de la caducidad y exigencias en cuanto a la calidad del servicio para las concesiones al nivel de distribución. En uno de los artículos (Art. N° 40) se trata la caducidad de las concesiones por causa de la entrega de un servicio deficiente o en el caso donde la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en esta Ley o en sus reglamentos. Bajo estos escenarios el presidente de la república puede declarar la extinción de la concesión de servicio público de distribución, lo cual nunca se ha producido ni se tienen antecedentes de que pudiera darse el caso.

En otros artículos también se habla de la caducidad de concesiones a causa de la entrega de un servicio en extremo deficiente (Artículos N°88 y N°89), a criterio de la evaluación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

(SEC). Ahora no queda claro, al igual que el tratamiento para los aspectos de la seguridad, bajo que criterio se considera que el servicio resulta tener esta característica.

Otros artículos de importancia aparecen en relación con la calidad de servicio y específicamente en cuanto al cumplimiento de ciertos estándares. En el artículo N°79, se cita lo siguiente:

"La calidad de suministro de las empresas distribuidoras de servicio público que operen en sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad y otros, corresponderá a estándares normales con límites máximos de variación que serán los que determinen los reglamentos".

Resulta quizás confuso hablar de estándares de calidad de servicio en el DFL N°1, ya que previo a la aparición del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, poco se hablaba o conocía acerca de la existencia de éstos o de ciertos estándares que debieran cumplirse. No obstante se plantea la regulación de algunos aspectos relacionados a la calidad, en cuanto a la mantención de las variables técnicas del suministro.

Por último mencionar el planteamiento de la evaluación de la calidad del servicio por parte de los clientes contenido en artículos posteriores, donde se habla de la calificación del servicio recibido mediante una encuesta que contendría aspectos tales como tensión, número de fallas, plazo de reconexión en casos de interrupción del servicio, información entregada al cliente, puntualidad en el envío de las boletas o facturas, atención de nuevos suministros y otros.

Como se puede apreciar la confiabilidad del sistema se aborda sólo en algunos aspectos. A diferencia de lo que sucede en otros países no se establece un marco para su tratamiento, donde se conjuguen los aspectos de la expansión del sistema junto a la operación del mismo. Se nota una carencia de definiciones claras y disposiciones regulatorias tendientes a regular de manera eficiente la entrega del suministro energético.



#### 4.2.2 Decreto 6 de 1985 - CDEC

Este decreto tiene como objetivo regular los procedimientos de los CDEC y aunque ya se encuentra derogado, resulta importante su análisis. Al igual que en la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N°1, el tratamiento que tiene la confiabilidad es bastante escaso.

En primer lugar y al igual que en el DFL N°1, se definen los objetivos de coordinación los cuales son planteados en los mismos términos como: preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico, garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones del sistema y garantizar el derecho de servidumbre por parte de entidades generadoras sobre líneas de transporte de terceros (según lo dispuesto en el artículo 51° del DFL N°1).

Sin un mayor aporte en lo conducente a afianzar la confiabilidad, en el Art. N° 15 y en relación con la programación de la operación de los sistemas interconectados se cita lo siguiente:

"La programación de mediano y largo plazo derivará de estudios de planificación de la operación del sistema eléctrico que, **preservando la seguridad de servicio instantánea global** del sistema, lleven a minimizar su costo total actualizado de operación y falla..."

En relación con las leyes analizadas, se puede ver que tanto en el DFL N°1 como en el decreto N°6, no se hace un trato y análisis detallado en cuanto a la confiabilidad de la red eléctrica. Si bien puede que se mencionen conceptos como margen de reserva, no se plantean requerimientos explícitos para éstas, tanto para reservas operacionales como en frío, las cuales resultan ser parte fundamental en cuanto a la seguridad en el aspecto operativo.

Por otra parte, se plantea que el servicio se debe proveer con una seguridad adecuada, omitiéndose la definición y requerimientos necesarios para ésta. No se mencionan planes de operación como tampoco planes ante contingencias, dentro de los cuales se debieran incluir esquemas de liberación de carga (planes que en conjunto resultan ser parte fundamental de la mantención de la seguridad en el corto plazo).

Los vacíos en el aspecto legal y la falta de políticas para el corto y largo plazo, tanto en el aspecto operativo como en el de planificación, trataron de ser resueltos mediante la promulgación del Reglamento General de la Ley de Servicios Eléctricos, dictada en septiembre de 1998, la cual se estudia a continuación.

#### **4.2.3 Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos**

Este reglamento, contenido en el decreto 327 y promulgado en el diario oficial del 10 de septiembre de 1998, contiene una serie de normas técnicas para la calidad de servicio y requerimientos en cuanto a seguridad, regulando en mayor medida los aspectos relacionados con la confiabilidad global del sistema.

Además de definir los objetivos de coordinación (al igual que el DFL N°1 en su artículo 81 y el decreto N°6 en su art. N°1), se establece la obligación de coordinación a través de un CDEC ( para sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación superior a 100 [MW]), como así también la de requerir información relativa a la seguridad a criterio de este último. Esta iniciativa resulta importante, por cuanto se esboza en forma preliminar un esfuerzo no contenido en el DFL N°1.

" ...todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte o instalaciones de distribución que se interconecten al sistema, estará obligado a proporcionar la información necesaria y pertinente que el CDEC le solicite **para mantener la seguridad global del sistema, optimizar la operación y garantizar el derecho de servidumbre**".

Bajo este contexto resultaría importante el conocer los criterios bajo los cuales el CDEC evaluará la seguridad y las distintas políticas de aplicación.

En el Art. N° 171 se establece la elaboración de un reglamento interno por parte de cada CDEC, aparte de sus funciones y procedimientos para la coordinación. En el caso del SIC, éste se encuentra actualmente sometido a revisión por parte de empresas y autoridades reguladoras, por lo que aún no se encuentra implementada como norma. Este reglamento resulta clave en la formulación de normas y políticas para los actores participantes del CDEC, especialmente en cuanto a la seguridad del sistema. Como se verá posteriormente, aunque aún éste no se encuentre aprobado, contiene requerimientos importantes para la operación confiable del SEP.

En relación a las funciones básicas que deberá realizar cada CDEC y en materia de seguridad específicamente, se deja a responsabilidad del CDEC el establecer requerimientos para reserva de potencia y coordinación de desconexión de carga, factores que resultan ser claves en la mantención de una seguridad adecuada en el sistema. En éste se especifican dentro de otras las siguientes funciones básicas:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo.
- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio de este reglamento y las demás normas dictadas conforme a él, e incluirlos en el reglamento interno.
- Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites fijados.
- Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico (según los procedimientos establecidos en el reglamento interno).
- Informar a la Comisión y a la Superintendencia, en la forma y plazos que éstas indiquen, las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema, así como todo otro aspecto que pueda tener efectos en la seguridad del servicio o en la capacidad instalada del sistema.

Para cada CDEC, se establece la creación de un centro de despacho y control, CDC de ahora en adelante, el cual debe coordinar la operación en tiempo real del sistema, a fin de preservar la seguridad instantánea de suministro y los rangos de variación de frecuencia y de voltaje en los términos que establece este reglamento.

En cuanto a restricciones propiamente tal, para el sistema de transmisión y para los usuarios de éste en particular, se limitan los retiros en caso de contingencia o mantención de alguna unidad generadora, todo ello en el caso de que se pudiese afectar la seguridad global del sistema, pudiendo en algunos casos tratarse cargas como interrumpibles (Art. N° 198):

"El CDEC deberá verificar que en todos los nudos del sistema en que se efectúen retiros de electricidad, el nivel de seguridad de servicio cumpla con lo que señalan los artículos 245 y demás normas pertinentes. El CDEC deberá elaborar un procedimiento

para determinar la contribución de los sistemas de transmisión a dicha seguridad, cuando el aporte de generación local no sea suficiente para ello.

Cuando una central no se encuentre en condiciones de operar por mantenimientos programados o fallas intempestivas, el CDEC deberá limitar la potencia que su propietario puede retirar del nudo, al nivel teórico que permita preservar la seguridad de servicio considerando como aportes de otras zonas a través de los sistemas de transmisión, sólo los apoyos que el propietario de la central hubiese convenido para estas situaciones con quienes tengan constituidas servidumbres de paso en los sistemas de transmisión correspondientes. Los retiros que requieran pero no dispongan del apoyo señalado se tratarán como consumos interrumpibles. Los procedimientos correspondientes deberán ser elaborados por el CDEC e incorporados en el reglamento interno".

El tratamiento que tiene la calidad es similar al utilizado en el DFL N°1, en cuanto a la definición como una condición inherente al segmento de distribución. No obstante, se incluye una definición más técnica, similar a la utilizada en otros países, como Argentina o España:

"La calidad de servicio es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse" (Art. N° 222).

"La calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad" (Art. N° 223).

Por otra parte se definen los parámetros que abarca la calidad de servicio, dentro de los cuales los de mayor relevancia son los siguientes:

- Normas y condiciones establecidas en los decretos de concesión.
- Seguridad de las instalaciones, tanto en la operación como en el mantenimiento.
- Satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, correcta medición y facturación de los servicios prestados, cumplimiento de los plazos de reposición de suministro, oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos y la utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes.
- Continuidad del servicio.
- Estándares de calidad del suministro.

En el presente reglamento se estipula que los requerimientos conciernen a todos los segmentos y participantes del SEP, en cuanto a las normas para con la seguridad y calidad de servicio aquí determinados. Así también se establece la imposición de multas por entrega de servicio deficiente, lo cual queda a cargo de la SEC. Es importante notar que toda las disposiciones a la cuales se refiere este reglamento actualmente se encuentran en etapa de implementación, especialmente en cuanto a las normas técnicas de calidad, ya que otros aspectos como continuidad se incluyen directamente en éste.

Un aspecto que resulta de vital importancia para este estudio, es el tratamiento de la confiabilidad en la tarificación de los clientes regulados. Este tema es abordado en el Art. N° 225, donde se incorpora la calidad a la fijación de tarifas, y por lo tanto, de acuerdo a la definición para ésta según el reglamento, aspectos de la seguridad son también incorporados. De esta manera se traspasa señal, la que puede no ser del todo satisfactoria, desde el ente regulador hacia los participantes del sistema.

"En los casos de suministros sometidos a fijación de tarifas, la Comisión deberá calcular los precios máximos considerando, en las etapas de generación, transporte y distribución, los costos de inversión y de operación de instalaciones suficientes para cumplir con la calidad de suministro exigida en este reglamento y las normas técnicas pertinentes. En caso que la calidad sea inferior a la exigida, la Superintendencia aplicará las sanciones que correspondan..."

Algo similar se determina en el Art. N° 273, donde se incorporan estos aspectos a la fijación de precios de nudo. Esto ya se ha realizado en tres oportunidades, Abril 99, Octubre de 1999 y Abril del año 2000. Para efectos del cálculo de los precios de nudo se debe considerar la calidad de servicio exigida en el reglamento y las normas técnicas vigentes y el costo de falla, tanto a nivel de generación como a nivel de transporte.

Otras disposiciones con respecto a la calidad establecen mediciones para la calidad de servicio en todos los segmentos por separado, junto al establecimiento de normas de clasificación a criterio de la Superintendencia, para la posterior elaboración de un ranking, del cual a la fecha no se tienen antecedentes. Cabe mencionar que en el DFL N°1 también se menciona una encuesta para la evaluación

del servicio, la cual se encuentra en la misma situación del ranking antes mencionado, en cuanto a su publicación y conocimiento público.

El artículo de mayor importancia para la confiabilidad corresponde al Art. N° 237, artículo donde la normativa define y exige por primera vez un criterio de seguridad. Éste, aplicable al sistema de transmisión, corresponde al criterio de simple contingencia o "N-1", el cual considera la salida de sólo un elemento. No se especifica el elemento del sistema de transmisión que se encuentra sujeto a este tipo de análisis, ni se considera la ampliación de los rangos de operación para los estados post-contingencia o transitorio, en la búsqueda de la restauración del funcionamiento normal, posterior a la ocurrencia de la falla. Asimismo, queda a criterio de la autoridad el determinar cuando se afecta significativamente la operación global del sistema, quedando establecida la futura elaboración de una norma técnica para resolver esta materia.

“... En las instalaciones cuya falla intempestiva afecte significativamente la operación global, considerando la duración y la profundidad de la falla, se incluirán obras suficientes para **cumplir con la calidad de servicio correspondiente a un criterio de seguridad de simple contingencia**. Se entiende por simple contingencia, o "n-1", que ante la falla de un elemento del sistema de transmisión no se exceda las capacidades máximas de las instalaciones y que los voltajes permanezcan dentro de los rangos permitidos, bajo la hipótesis de que el resto del sistema no presenta fallas intempestivas, salvo aquellas que sean consecuencia directa de la falla del tramo mencionado. Para estos efectos, la condición normal de operación del resto del sistema debe considerar que partes de él puedan estar en mantenimiento conforme a los programas correspondientes. Para los efectos de este artículo, una norma técnica dictada por el Ministerio a proposición de la Comisión, determinará qué se entenderá por afectar significativamente la operación global y por condición normal de operación...”

En relación a la seguridad del sistema, también se imponen normas en cuanto a no exceder las capacidades máximas de transformación y transmisión de los sistemas, en coherencia tanto con lo utilizado en las fijaciones tarifarias como las normas de calidad emanadas del reglamento. Así también, se dicta que la calidad de suministro para las concesionarias de distribución se basará en estándares para la variación de tensión, frecuencia y disponibilidad, aspectos que son incorporados a la calidad según la definición dada para ésta.

Por otra parte, la CNE debe determinar la indisponibilidad para la generación y la transmisión, las cuales son calculadas para efectos de fijación tarifaria (referirse anexo N° 4 [CNEa99]). Bajo este contexto, se deben compatibilizar los criterios utilizados por la comisión con los que utilicen los CDEC en la coordinación y operación del sistema. Asimismo, se establecen valores permitidos para la duración y N° de interrupciones, determinándose para las interrupciones superiores a tres minutos, incluidas fallas intempestivas y programadas, lo siguiente:

1. En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas;
2. En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas;
3. En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

En este mismo sentido, las interrupciones de suministro de duración inferior o igual a tres minutos, no deberán superar los límites que se dictamine en norma técnica a dictarse en el futuro.

En forma general, se puede ver que a través del presente reglamento se cubren parte de las falencias que presenta el DFL N°1, en cuanto a normas técnicas y la forma de abordar la confiabilidad global del sistema, pasando a ser una norma más bien específica, a diferencia del sentido general del DFL N°1. En este sentido, se nota un progreso, sobretodo en la aplicación de estándares y normas a todos los segmentos del SEP y en la incorporación de ciertos factores a las tarifas reguladas, lo que constituye una señal económica inicial para los agentes del mercado.

Se abordan distintos aspectos que resultan importantes para la seguridad del sistema, como la reserva, esquemas de desconexión de carga y la aplicación del criterio N-1, todo ello en forma general, dejando planteada la formulación de normas y procedimientos para el futuro en distintas materias.

Con respecto a lo anterior, de importancia también resulta la elaboración de un reglamento interno por parte de cada CDEC, el cual como se mencionó, se

encuentra actualmente en una etapa de aprobación. Junto a ello, la aplicación e interpretación de la reglamentación y su complementación con la CNE y los distintos agentes del mercado. Este reglamento interno, que se estudia a continuación, representa un aporte bastante importante, dada su incidencia en la operación y coordinación del SIC, sobretodo en la determinación y profundización de los criterios presentados en el Decreto 327.

#### **4.2.4 Reglamento interno CDEC-SIC (1999)**

Aunque sea un reglamento preliminar, éste presenta una serie de conceptos y criterios de relevancia para el estudio, y representa la dirección en la cual apunta la nueva reglamentación.

Partiendo por establecer la obligatoriedad para todos los agentes, en cuanto a la adopción de disposiciones de coordinación que emanen del CDEC, se establece la existencia de manuales de procedimiento, los cuales en conjunto con este reglamento deben ser adoptados por la totalidad de los participantes. Por otra parte, se nombra la seguridad, si bien en forma genérica, como una de las características de las que debe gozar el sistema.

“...Los Manuales de Procedimientos que se entienden forman parte integral de este Reglamento Interno son aquellos que directa o indirectamente afecten o digan relación con la determinación de los balances físicos de transferencias y pagos de cualquier naturaleza entre los integrantes del CDEC-SIC y con garantizar la operación económica del sistema, **preservando la seguridad del servicio eléctrico**”.

Se define una estructura organizacional para los CDEC (en este caso para el CDEC-SIC), el cual estará compuesta por los siguientes organismos:

- Directorio.
- Dirección de Operación .
- Dirección de Peajes.
- Centro de Despacho y Control (CDC), dependiente de la Dirección de Operación.

Por otra parte y en relación con el Art. N° 172 del decreto reglamentario, en donde se definen disposiciones en cuanto a reserva de potencia y desconexión de carga, queda a disposición de la Dirección de Operación el realizar la coordinación y establecimiento de requerimientos para preservar la seguridad, junto a la



planificación de la operación para el corto - largo plazo (Art. N°34). Por otra parte queda a cargo de la Dirección de Peajes, el determinar los rangos de operación de los sistemas de transmisión, estableciendo y proyectando anualmente, para un período de cinco años y con fines indicativos, la capacidad y el uso adicional máximo de cada uno de los sistemas de transporte.

De importancia para la seguridad del sistema, resulta el requerimiento de información para las unidades generadoras interconectadas a los sistemas. La información requerida guarda relación con los siguientes parámetros, dentro de otros:

- Tiempos de partida en minutos
- Tiempos de detención en minutos.
- Velocidad de toma de carga en MW por minuto.
- Velocidad para bajar carga en MW por minuto.
- Capacidad para regular frecuencia.

De la misma forma, para las líneas de transmisión se dispone de la entrega de información en cuanto a esquema de protecciones y elementos de control de reactivos, dentro de otros.

Otros aspectos de relevancia aparecen en la definición de la información contenida en la programación diaria de la operación (Art. N° 173). Dentro de ésta, resultan especialmente relevantes los aspectos relacionados con la reserva y la disponibilidad presupuestada de los agentes de generación y transmisión. De interés resultaría el conocer las políticas de operación, las cuales aparecen mencionadas al igual que en este artículo, en gran número de los relacionados con la programación de la operación. El programa diario debe contener, según lo dispuesto, al menos la siguiente información:

**Regulación de frecuencia:** En las notas anexas al programa diario, se deberá señalar la unidad que regulará frecuencia en cada una de las 24 horas y las unidades que se encuentran disponibles para cumplir con esta función.

**Absorción de las desviaciones de demanda:** Se deberá indicar las políticas de absorción de las desviaciones de demanda señaladas en las Políticas de Operación. Esta política de absorción podrá ser modificada en la programación diaria sólo en caso que una central o embalse cambie su

condición de operación (vertimiento, vertimiento evitable o agotamiento), situación en la que se deberá aplicar lo señalado en el presente Reglamento Interno y sus Manuales de Procedimientos.

**Reserva en giro:** se deberá indicar la disponibilidad de unidades generadoras para cada hora con el total de reserva de potencia en giro disponible (total disponible menos programado).

**Reserva pronta:** el programa diario deberá contener una lista de centrales que constituyen la reserva pronta. Para estas unidades se deberá indicar el tiempo de partida en minutos.

Según lo descrito, aparecen importantes requerimientos, los que en gran medida se relacionan con servicios de apoyo a la seguridad y a los SC en particular. Al igual que gran parte de la regulación, se omite el quién la entrega y la forma en que se remunera.

En relación con el establecimiento de criterios de seguridad en todas las barras del sistema, ésta queda a cargo de la Dirección de Operación. Además es ésta misma la encargada de coordinar el mantenimiento de las unidades generadoras y líneas de transmisión y subestaciones, de modo de mantener una reserva de potencia y una capacidad de transmisión de energía en cada período, ello con el fin de garantizar una adecuada seguridad del servicio.

Como objetivos de la operación en tiempo real, se establecen criterios de minimización de costos junto a la mantención de la seguridad y las variables relevantes para ésta (a cargo del CDC). Con respecto a esto último, resulta interesante la mención de procedimientos en condiciones de contingencia junto con llevar a cabo la coordinación para regulación de tensión y frecuencia, todo ello garantizando la operación a mínimo costo del sistema eléctrico, preservando la seguridad global de servicio del SIC.

Es en éste reglamento donde se hace un primer esfuerzo por normar servicios relacionados a los SC, específicamente para los aportes u absorción de energía reactiva y regulación de frecuencia. En el Art. N° 121 se establece la obligación de ya sea entregar o absorber energía reactiva, de acuerdo a los objetivos trazados en el reglamento:

"Los integrantes del **CDEC-SIC** se obligan a operar sus instalaciones de modo de generar y/o absorber reactivos cuando el sistema lo requiera. Dicha generación y/o absorción de reactivos deberá realizarse respetando los objetivos de operación a mínimo costo para el sistema y seguridad de servicio adecuada".

Posteriormente en el Art. N° 122, se establece la valorización de las transferencias de energía reactiva, de acuerdo al costo marginal instantáneo de la energía reactiva, en las barras en que ésta exista. De acuerdo a esto, se podría plantear que parte de la seguridad resulta ser competitiva, hecho que inquieta actualmente a muchos sistemas eléctricos. De utilidad sería conocer los parámetros bajo los que se harían estas transferencias, bajo qué condiciones y la forma de tarificarla:

"Las transferencias de energía reactiva entre empresas integrantes se valorizarán al costo marginal instantáneo de la energía reactiva en las barras en que existan transferencias de energía reactiva, de conformidad a lo estipulado en el Manual de Procedimientos de Transferencias de Energía Reactiva".

Para la regulación de frecuencia se establece obligatoriedad para todos los participantes del CDEC-SIC, especificándose también los rangos de operación y variación de ésta (al igual que en el decreto reglamentario). No se mencionan rangos de operación en estados fuera de lo normal o ante determinada contingencia.

Para la remuneración de servicio, se determina que los generadores que hayan concurrido a prestar el servicio recibirán pagos de los restantes participantes del CDEC – SIC, a prorrata de su potencia instalada y los compromisos totales de energía que dicho integrante haya tenido en el mes que se evalúa, dejándose por determinar el valor por [MW] aportado de regulación y la proporción entre potencia instalada y compromisos (Art(s). N° 126 – 127).

#### **4.2.5 Anteproyecto de la Ley General de Servicios Eléctricos**

El anteproyecto para modificar el DFL N°1 se dicta en agosto del año en curso, en la búsqueda de la modernización del marco regulatorio y reglamentario. Este plantea una serie de reformas importantes para el desarrollo del mercado eléctrico, dentro de las cuales destacan las siguientes:

a) En relación con los mercados:

- Dejar la definición del precio y la calidad al mercado, ello a través de las decisiones tomadas en el establecimiento de contratos bilaterales de mediano y largo plazo;
- Dar preeminencia al contrato bilateral para fines de despacho y de precio;
- Establecer una Bolsa de Energía administrada en forma independiente de las empresas para realizar transacciones de ajuste de corto plazo;
- Establecer un operador independiente del sistema, encargado del despacho y los ajustes de éste en tiempo real;
- Introducción del comercializador, como el agente encargado de estructurar el suministro a nivel de cliente final no regulado, y factor de información y agilización del mercado.

A juicio de la autoridad se modifica la organización del mercado y las instituciones que participan en él con el objeto de distinguir entre sistemas en que puede establecerse un mercado competitivo y aquellos que por su tamaño aún constituyen una industria integrada con una empresa operadora en todos los segmentos. También se determina una ampliación del mercado no regulado en los sistemas con potencial competencia.

b) En relación con los segmentos no competitivos de la industria, y los servicios y mercados no competitivos:

Se introducen restricciones y condiciones a la propiedad y la gestión de los sistemas de transmisión, para garantizar acceso abierto a los segmentos competitivos. Así también se modifica la tarificación de la transmisión, haciéndolo transparente, y eliminando la posibilidad de discriminación entre usuarios, remunerándose el sistema en función del uso comercial de las líneas, estableciéndose también un procedimiento que facilita la expansión de la transmisión de acuerdo a los requerimientos del mercado.

c) En relación con las garantías de calidad y continuidad de servicio:

Se trata de definir un sistema abierto y transparente de definición periódica de normas mínimas de calidad, basado en una evaluación de costos y

beneficios, y con participación de los agentes del sector y de los consumidores. Además de las siguientes normas regulatorias:

- Establecimiento del contrato de suministro como obligación para todo tipo de cliente, donde obligaciones esenciales deben estar contenidas.
- Requerimiento de condiciones mínimas a los contratos de suministro no regulados, para lograr que sean completos y exigibles.
- Definición de la responsabilidad a todo evento del productor, transmisor, distribuidor y comercializador ante el usuario, y de la necesidad de compensación pre pactada por contrato.
- Establecimiento de niveles máximos de falla normal, a partir de los cuáles las empresas son susceptibles de multa, sin perjuicio de las compensaciones que son a todo evento.
- Establecimiento a través de la Bolsa de Energía y del Operador del Sistema de un mercado de servicios auxiliares.

En cuanto al contenido de la reforma, una primera iniciativa interesante es la proposición de la instauración de un mercado para los servicios complementarios (regulación de frecuencia o la generación ante indisponibilidades súbitas) (Art. N° 87). De acuerdo al anteproyecto, la bolsa de Energía y el Operador del Sistema, OSIS de aquí en adelante, serán los encargados de proponer los servicios necesarios para el “buen funcionamiento del sistema”.

En el mismo contexto, se determina que el Ministerio de Economía en conjunto con la CNE, serán los organismos encargados de definir los servicios de acuerdo a las propuestas recibidas. Asimismo, queda a cargo de estos organismos el definir la remuneración de los SC, la cual explícitamente debe basarse en los principios de los mercados competitivos.

El organismo encargado de administrar los mercados de servicios auxiliares será el OSIS (ART. N° 84). De acuerdo a la propuesta, la Bolsa de Energía administrará un mercado de ofertas y demandas libres por los SC, además de imponerse restricciones en cuanto a generación forzada, en el caso de que sea indispensable para la seguridad y continuidad del suministro. En el mismo artículo (Art. N°88), se menciona que en estos casos el precio de los SC será definido por el

OSIS, de acuerdo al costo de oportunidad o costo alternativo que representa para los agentes que se benefician del servicio. En el caso de desacuerdo sobre el precio se plantea una instancia resolutoria ante la CNE.

De forma explícita, en el anteproyecto se mencionan los siguientes servicios auxiliares (Art. N° 140): Transacciones de energía reactiva, generación de apoyo ante indisponibilidades súbitas, desconexiones de carga y reserva rodante. Asimismo se determina que el OSIS debe mantener una descripción detallada de los costos, precios y la asignación de los SC para los distintos agentes participantes del sistema.

Además de las propuestas en cuanto a los SC, el anteproyecto de ley contiene un capítulo referido exclusivamente a la seguridad, calidad y continuidad del suministro (Capítulo X). En éste se plantea un nuevo marco para el tratamiento de temas como las compensaciones, normas y criterios incorporados a la evaluación de la confiabilidad del sistema, involucrando todos los segmentos, lo cual se menciona en forma explícita.

En primer lugar (Art. N° 131), se establece que los clientes regulados estarán sujetos a normas de calidad y seguridad dictadas por la entidad reguladora, siendo en el caso de los clientes no-regulados fijadas en sus respectivos contratos.

En el caso de los clientes regulados se determinarán o regularán los siguientes aspectos:

- Frecuencia y tiempo máximo de duración de las fallas
- Rangos permitidos para la variación de voltaje y de frecuencia
- Condiciones hidrológicas límites
- Derechos a compensaciones económicas en el caso de cualquier falla intempestiva o por déficit de generación prolongados, así como por las variaciones antes mencionadas, según lo dictaminado en reglamento.

En el caso de que las variables se encuentren dentro de los límites prefijados, se entenderá que el “sistema está bien diseñado y operado”, entendiéndose que las fallas a las cuales estuvo sujeto son normalmente esperables.

Por otra parte, para los clientes no regulados, se nombra la posibilidad de además de convenir ciertas normas de calidad, la posibilidad de negociar su carga como desconectable o interrumpible, con remuneración a determinarse según lo establecido mediante contrato.

Además del tema de las compensaciones, aplicable en la eventualidad de cualquier falla, se determina la aplicación de multas y sanciones por parte de la SEC, en el caso de sobrepasarse los límites pre-establecidos para cualquiera de las variables sujetas a regulación (Art. N° 132).

Con respecto a la renovación de las condiciones mínimas de seguridad, continuidad y calidad de suministro eléctrico, a nivel tanto de generación, transmisión como de distribución, se determina la realización de ésta cada cuatro años, tarea que queda a cargo del Ministerio de Economía y Reconstrucción, previo informe de la CNE (Art. N° 133). Para determinar estas condiciones, la CNE debe realizar un estudio, el cual en relación a fallas tanto intempestivas como de larga duración, debe contener los siguientes aspectos:

1. Análisis probabilístico del nivel de energía no abastecida debido a fallas de larga duración, considerando el consumo proyectado y el parque previsto para los próximos cuatro años, sus períodos de mantenimiento, la estadística hidrológica de una serie no menor a 40 años incluyendo hasta el penúltimo año hidrológico previo al estudio, la estadística de fallas o salidas no programadas de centrales.
2. Cálculo de una curva de probabilidad del déficit en función de su profundidad.
3. Cálculo del costo de racionamiento debido a fallas de larga duración considerando el costo incurrido por el consumidor ante una falla, según la tipificación de las actividades afectadas y el costo de sustitución de fuentes de energía, cuando correspondiera. Sobre esta base se determinará la curva de costo económico en función de la duración y de la profundidad de la falla, por grupo de consumo.
4. Análisis y construcción de una curva de costos de operación y de inversión incremental en función de niveles de racionamiento evitado.
5. Determinación del grado de racionamiento aceptable debido a fallas intempestivas y de larga duración, junto a la determinación de criterios de reserva en el caso de fallas intempestivas.

De acuerdo a los estudios realizados se propondrán regulaciones para los siguientes tópicos:

- Valor del costo de racionamiento a utilizar en las compensaciones.
- Criterios de reserva y otros necesarios para preservar la seguridad, calidad y continuidad de servicio aplicables en el OSIS y en los sistemas de demanda máxima inferior a 100 MW.
- Otras normas de calidad, seguridad y continuidad de servicio aplicables en generación, transmisión y distribución.

En relación con el precio de nudo (Art. N° 149), además de mencionarse que serán calculados sobre la base de las transacciones registradas en la Bolsa de Energía, tanto en el corto como en el largo plazo, se fija su cálculo como un promedio ponderado de los últimos 12 meses y los próximos 12 meses, ajustándolos de acuerdo a las condiciones mínimas de calidad y seguridad de servicio, algo similar a lo que ocurre hoy en día, en cuanto a este último aspecto.

Otras disposiciones interesantes surgen en relación con las fallas de larga duración y sus compensaciones, todo ello en relación al Art. 99-bis del DFL N°1 y su posterior reforma, donde se delimita de mejor forma lo aplicable en este tipo de situaciones.

En relación con la confiabilidad y con la seguridad específicamente, se incorpora la penalización por congestión en las líneas de transmisión, función a cargo del OSIS, el cual determina el monto de la penalización y lo distribuye entre los afectados. Ello en principio y de acuerdo al monto de la penalización, produciría un aumento de la seguridad en aquel segmento (quizás en forma marginal).

### **4.3 Análisis de la legislación**

Si bien puede que exista la intención, al menos conceptual para incorporar la confiabilidad, lo cierto es que se deja a criterio de cada participante del sector el cómo aplicar e interpretar la normativa, debido a la falta de regulación y procedimientos claramente definidos y especificados. No obstante, lo anterior cambia en el último tiempo, donde se nota la preocupación por establecer reglamentación más transparente y de mayor exigencia.



Por otra parte, aunque se nota una mayor preocupación por el corto plazo, lo cierto es que tanto los aspectos de la operación como la planificación junto a la introducción de optimización del sistema, en el sentido de abastecer la demanda minimizando el costo total actualizado, introduce el tema central y propósito de estudio, en cuanto a contrastar ambos aspectos y los asociados a la mantención de ciertos niveles de confiabilidad, lo cual es materia de controversia en los sistemas eléctricos actuales, dado el paso de la desregulación y reformulación de los sistemas, todo lo cual se busca al menos en parte como objetivos para la formulación de la legislación.

En el DFL N°1 los aspectos que se abordan con respecto a la confiabilidad son la seguridad y la calidad del suministro. Ambos conceptos no son definidos en el cuerpo de la ley y en cuanto a los aspectos que involucran, éstos sólo se especifican para la calidad, y en forma poco clara, aunque se imponen sanciones para un servicio deficiente, sólo a nivel de distribución.

Como sucede en general, los términos son tratados en forma genérica, lo que es más claro para el caso de la seguridad, que es incorporada como una condición permanente que ha de gozar el sistema, como se cita en muchos pasajes de la ley: “Preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico”. El problema está en saber que se entiende por seguridad, en qué estado se encuentra la operación y las variables del sistema cuando ésta es afectada.

El Reglamento para la Ley General de Servicios Eléctricos es un tanto más claro que el DFL N°1 y se norma en mayor medida lo relativo a la calidad del suministro.

De suma importancia es la aparición del criterio N-1 o simple contingencia, como parte fundamental de la seguridad del sistema. En este sentido, lo cierto es que hoy en día éste es sólo aplicable en sectores muy limitados del Sistema Interconectado Central, dada su característica radial y por la existencia de sectores donde sólo existe simple circuito. En el aspecto de la seguridad también resulta interesante la seguridad asociada a las barras del sistema y la posibilidad de desconectar carga, en el caso de afectar la seguridad global (limitación retiros de generadores).

Además de incorporarse algunos aspectos relacionados a la seguridad y calidad a la fijación tarifaria, aparecen otros conceptos como reserva de potencia, la cual es incorporada como función básica del CDEC.

En relación con el Reglamento Inteno del CDEC-SIC, además de definir una clara estructura para este organismo, se asigna la planificación de la operación de corto – largo plazo a la Dirección de Operación, lo cual es introducido por primera vez a la normativa, aunque queda por dictarse la normativa para regular esta función.

Por otra parte se requiere de información importante para la contribución a la seguridad del sistema y se introduce una cantidad importante de servicios para la operación diaria, lo cual constituye un primer apronte para la introducción de los SC: Regulación de frecuencia, absorción de desviaciones de demanda, reserva en giro y reserva pronta. Si bien se introducen importantes aspectos para la seguridad y competitividad del sistema, lo anterior queda sujeto a los parámetros y la remuneración que se perciban por prestar estos servicios, los cuales introducen en último término, nuevos incentivos, sobretodo en el segmento de generación, brindando una señal económica inicial en cuanto a la seguridad en el sistema eléctrico.

Finalmente, en el anteproyecto de ley, si bien se introducen aspectos de suma importancia, como la creación de un mercado para los servicios complementarios y un tratamiento mucho más elaborado para el tratamiento de la continuidad y especialmente para los costos incurridos al fallar v/s la inversión, lo cierto es que no se menciona la confiabilidad.

Se trata con profundidad el tema de las compensaciones y se restringen las posibilidades de que se produzcan cortes de suministro, por la aplicación de multas y sanciones, pero quedan por determinarse la normativa para regular muchos de los aspectos introducidos.

Para toda la normativa estudiada, se nota la carencia de políticas de operación en cuanto a situaciones de contingencia, como la ampliación de los rangos de operación para las variables y tiempos de actuación, junto a una adecuada definición de los estados en los cuales se puede encontrar el sistema. Muchas veces

se mencionan términos en forma genérica, como una adecuada seguridad de servicio o funcionamiento normal del SEP, no estableciéndose parámetros para definir y establecer marcos para las variables en cuestión. Otra crítica, la constituye la no incorporación de la planificación en la operación directa del sistema y el trato independiente de ambos aspectos junto a la falta de consistencia entre ambos.

En forma general, se puede decir que se nota un progreso constante en la formulación de las leyes y reglamentación para el sector eléctrico chileno. No obstante, en el aspecto confiabilidad, aún se carece de normas y señales lo suficientemente claras, las que quizás se dilucidarán en el gran número de futuros manuales y procedimientos que se dejan planteados en los reglamentos estudiados.

A continuación se entrega una tabla resumen (tabla 4.1) con los principales aspectos involucrados en la legislación, tanto en relación con la confiabilidad como con los aspectos económicos y remuneratorios.

Tabla 4.1: Análisis y síntesis de las principales leyes y decretos presentes en la legislación chilena

	<b>Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1)</b>	<b>Reglamento para la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327)</b>	<b>Reglamento Interno CDEC_SIC</b>	<b>Anteproyecto del DFL N°1</b>
<b>Confiabilidad</b>	Seguridad genérica	Criterio N -1 (sólo en T <sub>x</sub> y en casos particulares)	Introducción de planificación de la operación de corto y largo plazo	Creación de un mercado para los SC
	Calidad del suministro (Sin estándares y a nivel de distribución)	Seguridad en los nudos del sistema (desconexión de carga)	Introducción servicios para la operación diaria: Entrega u absorción de energía reactiva – Regulación de frecuencia	Posibilidad de negociación para desconexión de carga
		Estándares de calidad: Tensión, frecuencia y disponibilidad	Procedimientos en condiciones de contingencia	Criterios de reserva
		Continuidad (límites al N° y frecuencia de interrupciones de duración mayor a tres minutos)		Calidad, seguridad y continuidad en generación, transmisión y distribución.
		Atención al cliente		
<b>Aspectos económicos y remuneratorios</b>	Sanciones (poco claro)	Incorporación de la calidad y seguridad la fijación de tarifas y al precio de nudo	Proposición de remuneración por Energía Reactiva y Regulación de frecuencia	Curvas de costo incremental para inversiones v/s Falla
		Sanciones		Remuneración para los SC
				Compensaciones y multas

#### **4.4 Estado de la confiabilidad**

Ya analizado el marco regulatorio y el funcionamiento del mercado eléctrico chileno, resulta de utilidad estudiar lo que sucede en el sistema en términos reales y en aspectos mas específicos de la remuneración, tema de utilidad para presentar el último capítulo de la presente investigación.

##### **4.4.1 Condiciones del sistema**

Ajeno al marco regulatorio, el desempeño del sistema en términos de operación real puede ser considerado adecuado. Ello por cuanto generalmente se cumple con los estándares técnicos mínimos impuestos y el número de interrupciones en el suministro se mantiene dentro de márgenes normales.

No obstante, el sistema no está ajeno a los problemas de confiabilidad. Se podría decir que el problema del SIC es un problema principalmente de suficiencia seguido del factor seguridad en menor grado, a diferencia del SING, donde el problema es de seguridad. A continuación se realiza un análisis de ambos sistemas en materia de confiabilidad.

##### **a) Situación SIC**

El problema de suficiencia y energía del SIC, se hizo notorio ante el problema de sequía y racionamiento vivido durante el año 1998. En ese escenario se constató la presencia de dos factores:

- Primero, la alta dependencia del sistema de un factor netamente estocástico, como lo es la hidrología, en un sistema hidrotérmico y con gran dependencia del factor generación hidráulica.
- Segundo, la falta de señales para incrementar la capacidad instalada en el sistema o bien la falta de reglamentación obligatoria, como sucede en otros países (como en el caso del NYPP, con el 22% de reserva instalada), considerando hidrologías reales y requerimientos para la planificación del sistema explícitos y claros.

Para solucionar estos problemas se optó por hacer la modificación al artículo 99-bis, modificación que no logró establecer una señal clara para el

incremento de la potencia instalada, lo cual se buscó principalmente mediante la aplicación de multas. Las multas alcanzaron valores despreciables para todas las empresas involucradas y la generación adicional, esencialmente de turbinas, no se encuentra en operación debido al alto costo operativo que involucran.

Además y con relación al problema de la incertidumbre asociado a la hidrología, luego de la publicación del Decreto N°327, se comenzó a actualizar la serie hidrológica utilizada en la fijación de los precios de nudo, lo cual de cierta forma mejora la suficiencia en términos aleatorios, dependiendo del tipo de hidrología que se esté incorporando al análisis.

Por otra parte, el compromiso para contar con unidades de reserva no está del todo claro [Moya99] y el monto de reserva suele ser inadecuado para salidas forzadas.

Algo similar ocurre en la provisión de regulación primaria, donde las señales tampoco son claras, aunque se posee la generación suficiente para efectuar el seguimiento de carga, generalmente asignada a las centrales de Antuco, El Toro o Abanico. Este proceso dista de ser óptimo, por cuanto no se valora el costo del agua que se está desembalsando v/s el costo de la central marginal en el momento, que suelen ser los ciclos combinados de la zona central, Nehuenco o San Isidro.

Los problemas de seguridad vienen dados por problemas de regulación de reactivos en la zona Norte del troncal del sistema de transmisión y la falta de normativa para la provisión de servicios complementarios. Lo anterior junto al no cumplimiento del criterio N-1 en algunas zonas del sistema y capacidades de elementos sobrepasadas.

#### b) Situación SING

En el caso del SING, un sistema principalmente térmico y de grandes consumos, corresponde a un sistema débil e inseguro. El problema en este caso viene dado principalmente por un problema en el suministro de potencia, ya que la caída de una unidad generadora o un consumo importante arrastra de manera instantánea todo el sistema.

En primer lugar no existen reservas de potencia, ni una forma eficiente para valorizarlas, considerándose antieconómica su provisión. Por otra parte las interrupciones del suministro resultan tener un alto costo, debido a la lenta resincronización y partida del sistema.

Principalmente en el SING, se hace necesaria la rápida implementación de un mercado para los SC, valorizando dentro de otros aspectos la partida autónoma del sistema y los esquemas de desconexión de carga (RBF).

No obstante, en el último se incorporan señales importantes para la confiabilidad, adoptando criterios similares a los adoptados en otros países del mundo. De importancia en este sentido resulta la incorporación del criterio N-1, esquemas de desconexión de carga, procedimientos para el establecimiento de reserva, la creación de un mercado para los servicios complementarios, dentro de otros. El problema radica en que se tendrá que esperar un lapso de tiempo considerable para que estas disposiciones sean una realidad (por el gran número de manuales y reglamentos a dictarse en el futuro).

#### **4.4.2 Aspectos remuneratorios y tarifarios**

##### **i) Aspectos Generales**

Según algunas fuentes del sector, existe un procedimiento para remunerar la provisión de regulación primaria. Hasta la actualidad (y según fuentes del sector), aún no se encuentra implementado debido a conflictos para determinar la potencia firme de los distintos generadores. Los montos por regulación están determinados, el problema radica en prorratar los costos derivados por este concepto entre los distintos generadores, que es donde se encuentra el problema de la potencia firme.

Actualmente se valorizan según las inyecciones a costo marginal instantáneo, no tomándose en cuenta el valor del agua que se está desembalsando v/s el costo asociado a la central marginal.

Por otra parte, para la energía reactiva sólo existen recargos por consumir o presentar cierto factor de potencia y no se remunera su provisión.

Otro aspecto surge en la provisión de reactivos, donde en general se hace operar una central para la regulación de voltaje. Generalmente se asocia a la central Guacolda, la cual a la fecha se encuentra operando en mínimo técnico, para de esta forma hacer viables las transferencias de energía. En este caso el problema es que la generación en mínimo técnico suele ser más elevada que el pago que recibe Guacolda o el costo marginal instantáneo del sistema, que le otorgan los ciclos combinados, a aproximadamente 10-11[mills/kWh].

ii) Fijaciones de precios de nudo

Por otro lado, hasta la fijación de precios de nudo de Octubre del año 1998, se utilizaba cierta metodología para el cálculo de los precios de nudo, la cual no consideraba los costos en los cuales se incurre al mantener ciertos niveles de confiabilidad en la red. Se podría decir que la consideración de diversas hidrologías (las que ahora se actualizan, luego de la publicación del decreto N°327), representa una componente estocástica de seguridad de largo plazo, pero explícitamente no se incorporan otros aspectos importantes, como podría ser la proporción de reservas o reactivos.

En las fijaciones de Abril y Octubre de 1999 se hace un primer intento para incorporar aspectos relacionados a la confiabilidad del sistema, de manera de reflejar los costos en los que se incurre al prestar estos servicios y específicamente en cuanto a los siguientes aspectos:

- Suficiencia: Indisponibilidad de Transmisión e indisponibilidad de generación.
- Calidad y Seguridad: Consideración de regulación de frecuencia y tensión.

Con respecto a lo anterior, se encuentra principalmente el problema de saber si con la metodología utilizada por la CNE se hace una estimación fehaciente y justa de acuerdo a los servicios prestados por los proveedores del servicio eléctrico.

Con respecto a la regulación de frecuencia y según metodología utilizada por la CNE, la provisión y limitación de 50[MW] en una central hidráulica, trae consigo un sobre costo del 0,04% respecto de la simulación normal del sistema en



condiciones normales, factor por el cual luego se ponderan los costos de todas las centrales térmicas.

La evolución que han presentado las distintas componentes incorporadas por la CNE se entregan en la tabla 4.2:

Tabla 4.2: Evolución componentes de calidad y seguridad de suministro en fijaciones de precios de nudo

	Indices			Factor de sobrecosto		
	abr-99	oct-99	abr-00	abr-99	oct-99	abr-00
<b>Indisponibilidad de generación</b> [Horas/Año]	0,43	1.90	1.90			
<b>Indisponibilidad de Transmisión</b> [Horas/Año]	1,63	1.63	1.63			
<b>Indisponibilidad de Transmisión</b>				1,0002	1,0002	1,0002
<b>Regulación de frecuencia</b>				1,0004	1,0011	1,0018
<b>Regulación de Tensión</b>				1,0092	1,0193	1,0122

Se presentan valores bastante reducidos para las distintas variables consideradas, según definición de la Comisión, para las componentes de la calidad y seguridad de suministro. Para los valores de regulación de frecuencia específicamente, se nota una alza para el período de Octubre del 99, ello por cuanto con la utilización de la misma metodología, se simuló la inclusión de reserva de 100 [MW].

A través de la metodología que se describe en el siguiente capítulo, se busca otorgar una señal para los agentes, específicamente para incorporar el servicio complementario de reserva al sistema. Una valorización por la provisión de reservas es propuesta, las cuales podrían constituir parte de las reservas primarias o

secundarias, en un contexto estático, lo que sería equivalente a mantener una señal de reserva instalada.

## **V. PROPUESTA PRÁCTICA**

### **5.1 Aspectos generales**

En esta sección se propone una formulación práctica para la incorporación de la seguridad a la tarificación del SIC, específicamente a través del modelo GOL, para su posterior análisis tanto en el aspecto cuantitativo como cualitativo. Dada su incorporación en el modelo GOL, esta medida regulatoria afectaría sólo a clientes regulados y lo que se refiere exclusivamente a la determinación del precio básico de la energía y no de la potencia (aunque se busca señal para remunerar cierta cantidad de [MW] promedio de provisión).

A través de la metodología se busca incentivar y remunerar parte de la seguridad del sistema simulando reservas (restringiendo la operación de las centrales), las cuales bien podrían formar parte de la regulación primaria, secundaria, terciaria o de reserva para partida autónoma. La idea es proveer una cantidad de [MW] constantes de restricción en la operación de las centrales, lo que trae consigo un encarecimiento de la operación del sistema.

En el caso de centrales hidroeléctricas esta restricción viene dada por una disminución de su aporte de energía, a diferencia de las centrales térmicas donde más bien se afecta la potencia.

En el mercado eléctrico chileno y como se mencionó anteriormente, las remuneraciones para los agentes, están compuestas básicamente por dos componentes:

#### **a) Potencia**

Cálculo basado en la instalación de una turbina marginal para otorgar la potencia de punta en cierta barra del sistema, basado en el criterio de mínimo costo total presente. De la misma forma, en el mercado spot también se maneja un Costo Marginal mensual por este concepto, el cual se basa en un cálculo análogo al descrito anteriormente, para luego efectuar transacciones monetarias entre los agentes.

En este sentido, cabe recalcar que los costos así determinados sólo constituyen valores indicativos, y no contienen ninguna relación con aspectos reales o de la operación.

Así también, este cálculo incluye un margen de reserva teórico (MRT), mencionado en el estudio de la normativa, el cual es determinado por la CNE en cada fijación de los precios de nudo definiéndose como el inverso de la disponibilidad de las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

El MRT tiene un valor que es del orden del 6,27%, y debiera pensarse al igual que la modificación propuesta, en alguna metodología que refleje la seguridad para así incorporarla a la remuneración del costo marginal de la potencia de punta y como medida para incrementar los niveles de suficiencia del sistema.

#### b) Energía

Determinado básicamente por el precio de nudo para los clientes regulados y los precios libres para los grandes clientes. Para efectos de controlar la banda de precios, se establece que el precio nudo debe encontrarse entorno al 10% del precio libre.

Estas componentes son las más importantes dentro del marco remuneratorio chileno, especialmente para los generadores. A esto se le debe sumar la valorización de la inyección por regulación de frecuencia a costo marginal instantáneo, los recargos por energía reactiva y las componentes que se incorporan al precio de nudo, todo lo cual fue analizado en la sección anterior.

El sistema eléctrico chileno carece de normativa con respecto a los servicios que se proveen para dar soporte al sistema y queda claro de acuerdo a lo descrito. De acuerdo al marco conceptual propuesto, aspectos que determinan la confiabilidad del sistema, son los servicios complementarios, fundamentado en el soporte y respaldo que otorgan para la operación del sistema.

De acuerdo a la regulación y normativa del sector, no existe una señal para incorporar estos aspectos al mercado (modificado con la publicación del

anteproyecto), aunque su provisión existe de acuerdo a lo descrito con anterioridad, tanto en el control de voltaje como en la regulación primaria, ya que de otra manera se hace imposible concebir el funcionamiento adecuado del sistema.

## **5.2 Metodología**

### **5.2.1 Descripción del modelo GOL**

La formulación propuesta se basa en la utilización del modelo GOL, modelo que es ocupado por la CNE para determinar el precio de nudo o precio básico de la energía para los clientes regulados. Ello se encuentra en periodo de estudio y transición, ya que se pretende que los clientes regulados sean los que posean un consumo del orden de los 200 [kW]. Este precio es una de las componentes de la tarifa final de los clientes en cuestión, a la que se agrega una componente de costos fijos por concepto de costos de distribución.

El modelo GOL surge en primera instancia para determinar la demanda de carbón en el SIC. Se basa en la regulación de la cuenca del Laja, dada su regulación interanual y su capacidad, la cual podría abastecer el SIC por un periodo de seis meses con una cota adecuada, dado su almacenamiento que puede llegar a ser del orden de 6800 GWh. En la cuenca del Laja coexisten tres centrales hidroeléctricas: El Toro, Antuco y Abanico, con una capacidad instalada equivalente a 836 [MW], las cuales para efectos del modelo son las únicas que poseen capacidad de regulación.

La función objetivo del modelo minimiza el costo esperado actualizado de operación y falla, asumiendo una modelación uninodal del sistema, por lo que las pérdidas del sistema de transmisión se suman a la demanda y suponiendo que la operación óptima del sistema se basa principalmente en la correcta utilización de la energía almacenada en el Laja.

El modelo funciona básicamente con un archivo ejecutable (interfaz de DOS). Utiliza como entrada archivos en formato EXCEL CSV (texto delimitado por comas). Dentro de estos archivos, los de mayor importancia son los siguientes:

- Claves: Contiene las claves de reconocimiento de cada una de las centrales, para efectos del funcionamiento del modelo.
- Combusti: contiene los valores de los combustibles para cada una de las centrales térmicas, incluyéndose las centrales de ciclo combinado.
- Datos: Contiene cantidad importante de datos del funcionamiento del sistema, como estimación de demanda, factores de repartición trimestrales de energía y potencia, potencias máximas, factores de planta máximos y mínimos, consumos específicos y costos variables no combustibles para las centrales térmicas, programa de entrada de las matrices para las centrales de pasada, cota del Laja, costos para los distintos tramos de falla, etc.
- Hidro: Contiene las matrices de energía generable junto a las potencias máximas disponibles trimestrales, en el caso de las centrales de pasada y matrices de caudal, para las centrales pertenecientes a la cuenca del Laja. Contiene matrices para las siguientes centrales: Resto del sistema, Rapel, Pangué, Curillinque - Loma Alta – Cipreses – Isla (todas agrupadas en una), Pangué, Colbún Machicura – Pehuenche – San Ignacio, Canutillar, Los Condores, Peuchén, Mampil, Ralco, todas las anteriores de pasada, junto a las siguientes matrices de Caudal: Polcura (polc), Laja en Tucapel (tuca), Abanico Hoya Intermedia (abhi), Afluente Lago Laja (laja), Afluente Antuco Pasada (pant) y Río Rucue (riru).

Como salida el programa entrega los siguientes archivos:

- CMGMont: Evolución de los costos marginales en las distintas corridas o tiradas de condiciones hidrológicas, lo cual el programa realiza en forma interna.
- GENERA.CSV: Entrega el perfil de generación de todas las centrales que considera el modelo en [GWh], para todos los trimestres de los diez años de simulación.
- Resul.Res: Este es el archivo más importante, ya que dentro de otras variables entrega el perfil de costos marginales y un resumen de la generación anual de todas las centrales térmicas y de las centrales del Laja. También entrega la generación total de las centrales consideradas como de pasada, matrices de decisión junto al valor esperado estratégico del agua embalsada, energía fallada y los costos operacionales totales.

En forma agregada y resumida, el modelo presenta las siguientes características, dentro de otras:

- Algoritmo de programación dinámica.
- Horizonte de 10 años, con horizonte máximo de 20 años.
- Periodos de evaluación trimestrales.
- Representación de la demanda a través de un bloque de energía y una punta de potencia, por lo que se desplazan bloques de energía para las distintas centrales y una punta de potencia en los procesos de simulación.
- Se consideran todas las centrales hidráulicas ajenas a las del Laja, como centrales de pasada, cuya generación es restada directamente de la demanda, considerándose también las centrales térmicas y de ciclo combinado, y las centrales con capacidad de regulación, que corresponden a las centrales del Laja.
- Archivos hidrológicos que cubren los últimos 40 años actualizados.
- Se considera plan de obras, el que se obtiene y proyecta de forma óptima para ser considerado como entrada al modelo.
- Se utiliza una función de costo de falla, expresada en tramos según su profundidad, incluida como otra central de costos mas elevados. Ésta representa el costo de los consumidores de no ser abastecidos y se incluye para dar holgura al proceso de optimización.

Las centrales del SIC, dependiendo del tipo, son representadas de la siguiente forma:

a) Centrales térmicas:

Se representan través de su costo variable, supuesto independiente de la carga. El costo variable total queda dado por la siguiente expresión:

$$C_{\text{variable Total}} = CVNC + C_{\text{Específico}} * C_{\text{var Combustible}} \quad (5.1)$$

Además de esta representación de costos, se consideran la potencia máxima o instalada y factores de planta máximos y mínimos, para cuyo cálculo se consideran las salidas programadas por mantenimientos, la tasa de falla y el consumo propio, en el caso de los factores máximos y consideraciones para la punta en el caso

de los mínimos, además de factores históricos. Claro está, se consideran valores para los costos variables combustibles como no combustibles, además del consumo específico de cada central en particular.

b) Centrales hidroeléctricas del resto del sistema:

Se representan a través de matrices de energías generables trimestrales actualizadas y potencias disponibles trimestrales. Las matrices de energía generable se dividen en matrices de corto, mediano y largo plazo, las cuales son controladas mediante claves de entrada en el archivo central datos.csv.

c) Centrales hidroeléctricas del Laja:

Son representadas mediante ecuaciones que relacionan matrices de caudal histórico para cada trimestre, con las potencias de las centrales, su eficiencia y otras restricciones, como de riego y evaporación del agua del embalse, dentro de otras.

Volviendo al modelo, éste utiliza dos etapas en el proceso: una de optimización y otra de simulación. En la primera se calculan los valores estratégicos del agua para todas las cotas en todos los períodos, para luego en la etapa de simulación entregar los valores esperados de todas las variables a través de un sorteo de hidrologías, mediante el proceso de simulación de Montecarlo.

El abastecimiento de la demanda y la potencia del sistema, queda dada por la utilización de dos ecuaciones de balance, las cuales se adjuntan a continuación:

$$D_{\text{Energía}} = E_{\text{RSIS}}(h) + G(x) + G_{\text{Térmica}} + \Phi_{\text{Energía}} \quad (5.2)$$

Donde:

$D_{\text{Energía}}$  = Demanda total de energía del sistema

$E_{\text{RSIS}}(h)$  = Energía aportada por las centrales hidráulicas fuera de la cuenca del Laja, las cuales son función de la hidrología sorteada.

$G(x)$  = Energía que se obtiene al extraer un cierto caudal  $x$  del lago Laja.



$G_{Térmica}$  = Energía aportada por las centrales térmicas.

$\phi_{Energía}$  = Energía fallada.

$$D_{Potencia} = P_{RSIS}(h) + P_{Laja} + P_{Térmica} + \Phi_{Potencia} \quad (5.3)$$

Donde:

$D_{Potencia}$  = Demanda total de potencia del sistema

**Potencia Resto del sistema ( $h$ )** = Potencia aportada por las centrales hidráulicas fuera de la cuenca del Laja, las cuales son función de la hidrología sorteada.

$P_{Laja}$  = Potencia que pueden entregar las centrales hidráulicas del lago Laja.

$P_{Térmica}$  = Potencia aportada por las centrales térmicas.

$\phi_{Energía}$  = Potencia fallada.

Se utiliza una curva de duración conjunta de los consumos del sistema, como ya se dijo y representada por las ecuaciones antes descritas, como una punta de potencia y un bloque de energía. El modelo GOL, utilizando las cotas del Laja como variables de estado y la extracción como variable de decisión, optimiza la utilización del agua embalsada, minimizando los costos de operación y falla.

En etapas trimestrales y efectuando el balance para abastecer la demanda, se calcula el valor estratégico del agua almacenada, que corresponde al mínimo valor de los costos esperados desde el periodo de análisis hacia el futuro y horizonte proyectado, representando por lo tanto el costo de oportunidad del agua existente en el embalse.

Dentro de los resultados que arroja el modelo, toman relevancia la cota esperada del Laja para el fin del horizonte de simulación, la generación de centrales hidráulicas del sistema, tanto en la cuenca como fuera de ésta y la proyección de los costos marginales. Así también, se obtienen valores esperados para la energía fallada y para los costos asociados a la operación de centrales.

Los costos marginales así obtenidos son posteriormente indexados por energía mediante un promedio ponderado para finalmente obtener el precio de nudo para cada fijación, lo cual ocurre cada seis meses.

### **5.2.2 Supuestos de la formulación**

La formulación propuesta trata la incorporación de reserva al sistema, básicamente mediante la modificación de los datos correspondientes a centrales térmicas e hidráulicas. Se busca en definitiva analizar la supuesta alza en el precio de la energía para los consumidores regulados, que esta medida regulatoria traería y su consistencia con otros parámetros y variables del sistema.

Si bien en el aspecto técnico las centrales térmicas no poseen características para efectuar labores de regulación y de provisión de reserva primaria específicamente, su análisis se incluye sólo para establecer parámetros comparativos. Así también, resulta de utilidad para establecer análisis comparativos con los cambios en los precios de nudo que arroja la provisión de reservas por parte de las centrales hidroeléctricas, para en definitiva reflejar los costos de oportunidad en la provisión de una u otra alternativa.

El objetivo último es limitar la operación de centrales, simulando que se cuenta con reserva en forma permanente en el sistema. Si bien el limitar una central trae consigo el aumento de la generación de una u otra central con el propósito de abastecer la totalidad de la demanda, este aumento determina el alza en los costos marginales, motivo de esta investigación.

En primer lugar resulta importante identificar los parámetros que determinan la generación y por tanto la potencia de los distintos tipos de centrales, recalcando que el modelo GOL funciona básicamente con un despacho por lista de mérito, es decir, en orden creciente de costos hasta abastecer la demanda, tanto de energía como de potencia.

En el caso de las centrales hidroeléctricas modeladas como de pasada, sólo se cuenta con las potencias máximas disponibles trimestrales y la cantidad de energía generable para cada una de las hidrologías como parámetros que determinan

su aporte energético. En el caso térmico se opta por modificar el consumo específico junto a la potencia máxima.

A continuación se describen los cambios y fundamentos de los cambios propuestos, tanto para las centrales térmicas como para las hidráulicas y el impacto que tiene cada una de ellas en el perfil de costos marginales, generación y el precio de nudo.

a) Centrales hidráulicas

Como se mencionó anteriormente, se debe distinguir entre las centrales que son modeladas como centrales de pasada y las que pertenecen a la cuenca del Laja. Las centrales de pasada son modeladas por matrices de energía generable y potencias disponibles para cada trimestre.

Estas matrices se obtienen mediante un proceso de convergencia, que nace de iteraciones entre el modelo OMSIC y modelos de los embalses. Se consideran los embalses asociados a cada central, las hidrologías de los últimos cuarenta años para los distintos afluentes, cotas para delimitar el máximo caudal extraíble como también modelos para cada central según su potencia. El proceso para ejecutarlo no está claro y se requiere de una cantidad no menos importante de información.

Los datos para las centrales del Laja consideran matrices de caudales, las cuales no son directamente modificables (valores históricos). Datos como la potencia de las centrales del Laja son utilizados e ingresados de manera interna al modelo (Código FORTRAN).

Por estas razones, se modifican las potencias disponibles trimestrales y las matrices de energía generable para las centrales modeladas como de pasada, manteniendo constantes los datos de las centrales del Laja, debido a la ya mencionada utilización de matrices de caudales, además de información que es utilizada de manera interna por el modelo. En estricto rigor, debiera modificarse el código del modelo y conocer una aproximación, por ejemplo, de los [MW] promedio en los cuales se incurre al prestar el servicio de regulación primaria.

Se analizan casos según distribución geográfica, para contar con reservas en distintos puntos del sistema (las cuales luego habría que afectar por factores de penalización de acuerdo a la SSEE básica), estudiando la inclusión de reservas en las centrales que presentan una mayor envergadura, que es el caso de las centrales Rapel, Canutillar, Pangué y Pehuenche – Colbún. En el caso de estas dos últimas, se agrupan debido a su utilización en el modelo (ubicadas en la misma cuenca, junto a San Ignacio). Las centrales y sus potencias instaladas, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.1: Centrales hidroeléctricas incorporadas al análisis

<b>Central</b>	<b>Potencia [MW]</b>
Rapel	350.00
Pehuenche	500.00
Pangué	467.00
Canutillar	145.00
Colbún	400.00
Machicura	90.00

Para efectos de simular una reserva determinada, se castiga tanto la potencia disponible como las matrices de energía generable. En primera instancia se afecta la potencia disponible en una cierta cantidad de [MW], para luego mediante el porcentaje que representaba esta disminución afectar la matriz de cada central en particular. No obstante, los resultados que se obtienen no representan una reserva X, sino que valores que dependen de la generación histórica contenida en la matriz. Por ello se afecta la potencia disponible en una cierta cantidad de [MW], para luego descontar directamente de la matriz la cantidad de [GWh] que este monto representa. De esta forma, cualquiera sea la hidrología sorteada se afecta en una cantidad constante la central en particular, simulando una limitación en la operación permanente en el horizonte.

Para efectos de determinar la consistencia de los parámetros con el objetivo del estudio, en una primera etapa se realiza un análisis de sensibilidad para la variable potencia máxima disponible trimestral de la central Rapel, teniendo en cuenta la linealidad y el comportamiento similar que se tiene en el caso de modificar la potencia de otra central modelada como de pasada.

i) Sensibilidad con respecto a la potencia máxima disponible trimestral

Para efectos de sensibilizar, se reduce la potencia de Rapel hasta reducirla a cero, mateniendo todas las restantes variables constantes. Los resultados en cuanto a precio de nudo se muestran en la siguiente tabla (tabla 5.2):

Tabla 5.2: Cambios en el precio de nudo ante variación de las potencias disponibles (Pd)

<b>Caso</b>	<b>Precio Nudo [Mills/kWh]</b>	<b>Variación Porcentual</b>
Caso Base	20.8789	100%
Reducción 20% Pd Rapel	20.8379	-0.20%
Reducción 50% Pd Rapel	20.7807	-0.47%
Reducción 100% Pd Rapel	20.6122	-1.28%

Las generaciones de todas las centrales se muestran resumidas en el anexo E.

Los resultados obtenidos no son del todo coherentes, ya que se debiera esperar un alza en el precio de nudo al disminuir la potencia de una central hidroeléctrica, ostensiblemente más barata, produciendo el reemplazo de esta potencia por generación de centrales térmicas. No obstante y como se ve en la tabla E.1 (ver anexo E), la generación de las centrales de pasada se mantiene constante para cualquiera de los casos analizados, lo que lleva a pensar que el balance de

potencia se hace en una etapa posterior al balance de energía, etapa en donde la energía que aportan las centrales de pasada es directamente restada de la demanda.

De acuerdo a los resultados, la energía que aportan estas centrales es únicamente dependiente de las matrices de energía. Los resultados reflejan una disminución de la generación térmica junto a un aumento de la generación de las centrales del Laja, lo que en primera instancia justifica lo que se produce con el precio de nudo.

Al incluir el complejo Colbún-Machicura junto a la central Pehuenche, se nota una disminución del 10,41% del precio de nudo. En este caso la generación de las centrales del Laja disminuye respecto del caso base, produciéndose un aumento de la generación térmica. Sin embargo en este caso, aparece una cantidad no importante de rebases, lo que haría disminuir los costos marginales, teniendo incidencia directa en la baja de los precios de nudo.

El efecto de sensibilizar con respecto a esta variable se justifica en el chequeo de punta que realiza el modelo GOL. Al verificar que la potencia ha disminuído y que por lo tanto en algunos casos no se puede abastecer la punta trimestral del sistema, se incorporan centrales térmicas en su mínimo técnico, las cuales para efectos de la modelación poseen costo cero y son incorporadas a la base de la curva de carga (Como por ejemplo Cabrereros P&W y Cabrereros Alstom en los trimestres iniciales). Esta energía valorizada a costo cero produce la reducción de los costos marginales, incidiendo en una baja en la generación de las centrales del Laja y debido al bajo perfil de costos marginales, en el vertimiento de agua embalsada, lo que implica también un aumento de la cota del Laja y del valor estratégico del agua. El efecto es algo similar a lo que se grafica en la figura 5.1, adjunta a continuación.

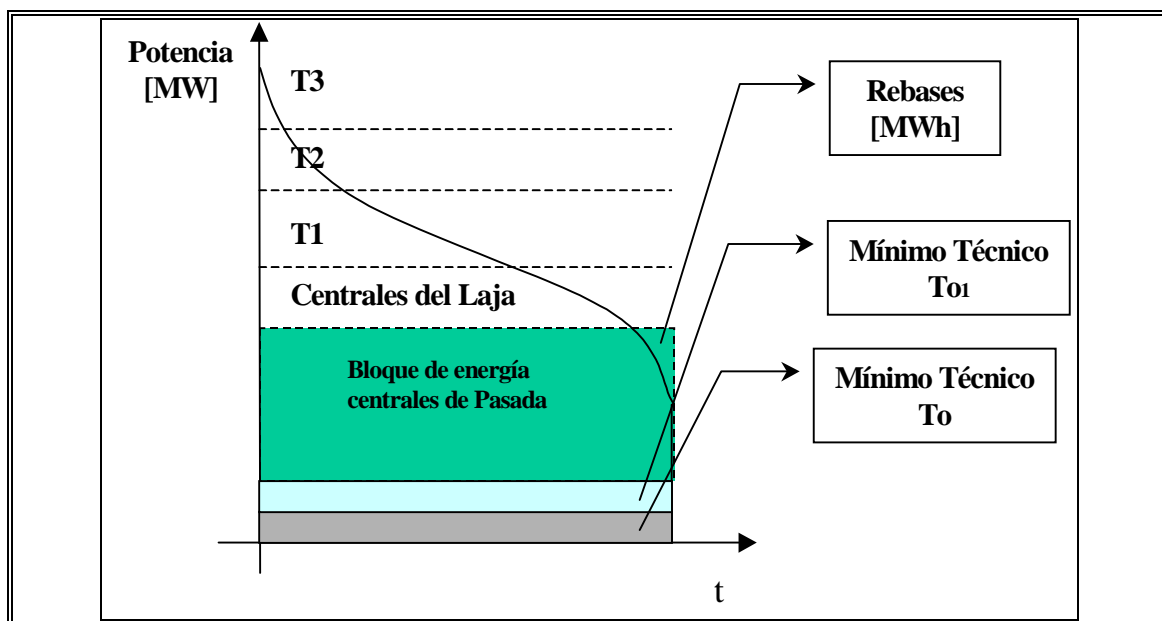


Figura 5.1: Efecto análogo al producido al disminuir la potencia disponible de las centrales de pasada

Como se verá más adelante, al afectar las matrices junto a esta variable, se obtiene coherencia para lograr el efecto esperado, es decir una disminución de generación junto al alza del precio de nudo, limitando la operación de una central en el horizonte de estudio, ya que la inclusión de centrales en mínimos técnicos comienza a operar sólo para modificaciones importantes y cuando se produce un déficit importante para el chequeo de punta. La variable que prevalece en este caso es la variación de la energía de las matrices, por sobre la modificación de la potencia disponible (según nota en minuta del CDEC, la potencia disponible trimestral representa la potencia que cada central es capaz de entregar en horas de demanda máxima por un período de 3 a 4 horas diarias) [Cdec88].

#### b) Centrales Térmicas

La modelación de las centrales térmicas en el modelo considera la potencia instalada de cada central, factores de planta trimestrales mínimos y máximos, costos variables combustible y no combustibles y el consumo específico de cada una de ellas.

Para incorporar reservas provisionándolas desde las centrales térmicas, se deben considerar los parámetros que resultan directamente afectados por la disminución de la potencia instalada de la central. En este caso y para reflejar la disminución de potencia en la operación de la central, se modifica el consumo específico de la misma junto a su potencia. En el caso del SIC y por razones tecnológicas, los consumos de las distintas centrales son muy dispares, como se muestra en la siguiente figura y de acuerdo a la tabla 5.3:

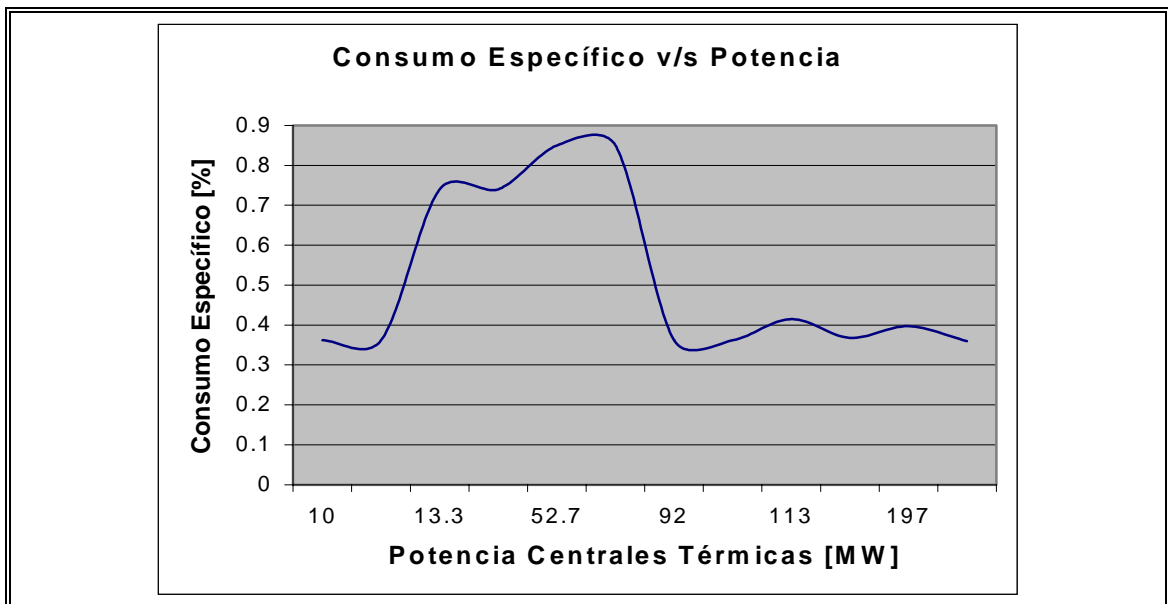


Figura 5.2: Gráfico relación Potencia v/s Consumo Específico de las centrales térmicas del SIC

Se puede distinguir la diferencia existente en cuanto a consumo [kg/kWh] entre las centrales pequeñas y las de mayor envergadura. Para efectos de la propuesta, se agrupan y afectan las centrales grandes del sistema, para proveer reservas desde Guacolda, Bocamina, Ventanas 1 y Ventanas 2, de acuerdo a su similar tecnología y consumo específico, como se muestra en la figura y tabla adjunta.



Tabla 5.3: Potencia y rendimiento de centrales térmicas en el SIC

<b>Central</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Consumo específico</b>
Mantenimiento	10	0.362
Huasco	13.3	0.74
Laguna Verde	52.7	0.85
Renca	92	0.362
Ventanas 1	112.8	0.415
Bocamina	121	0.368
Ventanas 2	197.4	0.397
Guacolda	285.8	0.36

De acuerdo a bibliografía [Wood96] [Ende87], generalmente se asume una relación lineal entre el consumo de la central y su potencia, aunque en la práctica la curva puede presentar características no convexas de acuerdo al tipo de central, por causa de la apertura de las válvulas de admisión. La característica en general depende de factores como mínimos técnicos, potencia de la central y su giro ya sea a carga parcial o plena carga.

Para evaluar este tipo de centrales, de acuerdo a lo revisado y como una aproximación, se asume un aumento del consumo específico en la misma proporción a la disminución de la potencia instalada, es decir como porcentaje de la disminución que representa la reserva simulada de su potencia máxima. Este aumento de su consumo específico convierte a la central afectada en una central más cara y de menos potencia, lo que trae consigo la disminución de su generación y el reemplazo de parte de su energía del caso base. La relación descrita anteriormente se muestra gráficamente en la siguiente figura.

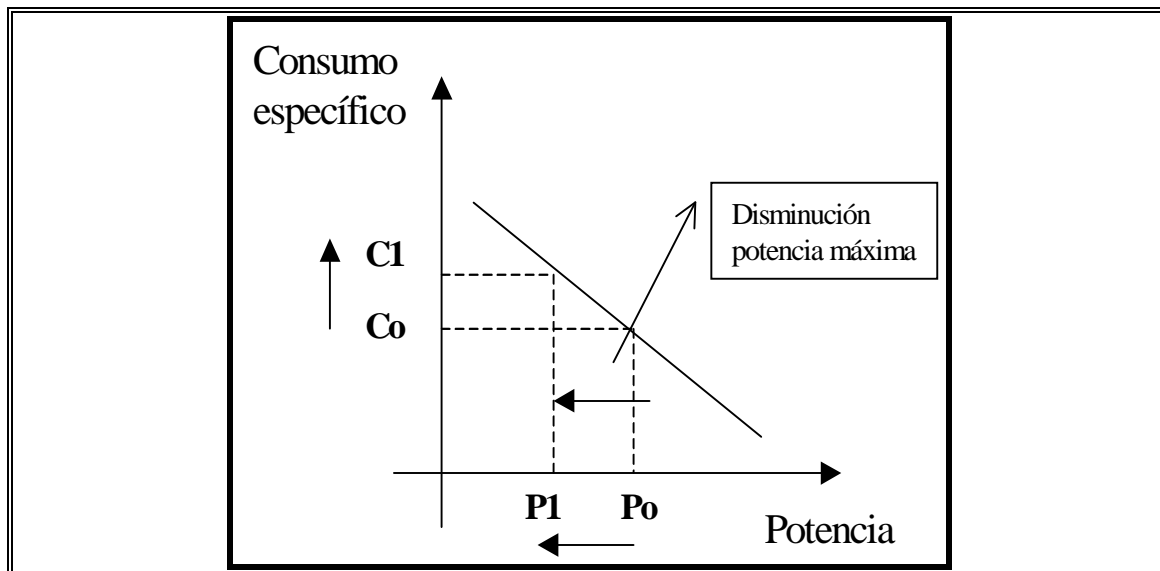


Figura 5.3: Relación Consumo Específico v/s Potencia para centrales térmicas

Esta aproximación puede resultar no del todo válida, ya que una disminución real de la potencia a la cual opera la central Guacolda puede ser marginalmente distinto al analizar el mismo efecto que esto traería para una central como Bocamina. El realizar un análisis 100% válido implicaría conocer las curvas de operación de las centrales en cuestión, para de esta forma conocer de forma exacta el cambio que tendría en el consumo específico y en los costos variables de operación el adoptar la medida descrita. Sin embargo en ausencia de mayor información, mediante los cambios propuestos se logra una buena aproximación.

En primera instancia se consideró variar la potencia instalada de cada central en conjunto con los factores de planta, de acuerdo a metodología determinada para su cálculo en minuta del CDEC [Cdec88]. En ésta se determinaban fórmulas para el cálculo de los factores de planta (Ver anexo F).

Sin embargo, mediante simulaciones se notó la baja sensibilidad del modelo con respecto a los factores de planta mínimos especialmente (de forma particular y sobre el caso base), no afectando el precio de nudo. La restricción asociada a los factores de planta no pasó a estar activa en el análisis de sensibilidad efectuado sobre esta misma variable, por lo que la variación de los factores se

descartó, aunque se debiera pensar en algún tipo de impacto sobre estos valores al afectar la potencia instalada de la central. No obstante, lo que se pretende al realizar las modificaciones mencionadas es alterar los costos y no la tecnología de las centrales, efecto que se estaría produciendo al alterar los factores de planta.

Al igual que para el caso hidroeléctrico, en primera instancia se realiza una análisis de sensibilidad con respecto a cada una de las variables.

- i) Sensibilidad con respecto al consumo específico de las centrales térmicas

De acuerdo a la metodología descrita, se afecta el consumo específico,  $C_e$  de ahora en adelante, de la central Guacolda. Esta modificación trae consigo una pequeña variación del precio de nudo como se ve en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Resultados ante variación del consumo específico

<b>Caso</b>	<b>% Potencia instalada</b>	<b>C. Específico</b>	<b>Precio NUDO</b> [Mills/kWh]	<b>DIF %</b>
<b>Caso base</b>	100%	0.385	20.879	100%
<b>5 [MW]</b>	1.75%	0.366	20.902	0.111%
<b>10 [MW]</b>	3.50%	0.373	20.922	0.206%
<b>15 [MW]</b>	5.25%	0.379	20.940	0.292%
<b>20 [MW]</b>	7.00%	0.385	20.958	0.378%

Al igual que la mayor parte de los casos estudiados, las variaciones son lineales, con coeficientes de correlación por sobre el 99%, por lo que para proyectar una mayor variación sólo se deben extrapolar los valores que se muestran en la tabla.

El cambio paulatino en  $C_e$  y el encarecimiento de la central por el aumento de sus costos variables, produce que en cierto punto se comience a reemplazar el aporte de la central por la que le sigue en costos, que en este caso corresponde a Ventanas 2. Sin embargo este cambio comienza a darse al afectar el  $C_e$

por un cambio en la potencia del orden de los 50 [MW]. Todo lo anterior se verá con mayor profundidad al analizar el caso térmico en conjunto, ya que la presente sección tiene sólo como objetivo mostrar el cambio o resultado al sensibilizar sobre la variable.

- ii) Sensibilidad con respecto a la potencia máxima de las centrales térmicas

Al igual que para el Ce, se varía la potencia instalada de la central Guacolda, disminuyendo la potencia máxima en los montos que se muestran el cuadro (tabla 4.5).

Tabla 5.5: Resultados ante variación de la potencia instalada

<b>Caso</b>	<b>% Disminución P.Instalada</b>	<b>Precio NUDO [Mills/kWh]</b>	<b>DIF %</b>
<b>Caso base</b>	100%	20.879	100%
<b>5 [MW]</b>	1.75%	20.990	0.531%
<b>10 [MW]</b>	3.50%	21.157	1.331%
<b>15 [MW]</b>	5.25%	21.320	2.112%
<b>20 [MW]</b>	7.00%	21.456	2.763%

A diferencia del análisis anterior, la disminución de potencia trae consigo un reemplazo inmediato de energía de centrales térmicas de mayor costo. Como se ve en el anexo G, donde se adjuntan potencias promedio de generación, la modificación produce un incremento de la potencia media de Ventanas 2, y así sucesivamente en orden creciente de costo, siguiendo con Ventanas 1 y Bocamina, en consideración de las restricciones técnicas de cada central y su utilización dentro de la curva de carga.

El aumento del precio de nudo es comparativamente más alto que en el caso anterior, efecto que se produce por la importancia del bloque energético de Guacolda. Claramente, el mismo efecto no se produce al variar la potencia de una central de menor importancia en la curva, como lo es el caso de la central

termoeléctrica Renca. Por sus elevados costos esta central genera del orden de 0,5 [MW] promedio el primer año, por lo que si se afecta su potencia en 5 [MW] se obtienen variaciones del 0.067% de alza en el precio de nudo, a diferencia del 0,531% que se obtiene al variar la potencia de Guacolda en la misma cantidad.

Al analizar el caso térmico se estudiará el efecto en otras variables, como la generación de la cuenca del Laja, energía fallada y el valor estratégico del agua. Cabe mencionar que la misma metodología es aplicada en el caso de centrales de ciclos combinado, Nehuenco, Nueva Renca y San Isidro.

iii) Caso conjunto: Hidráulico – Térmico

En el caso conjunto se adoptan los mismos supuestos que para el caso térmico e hidráulico, ambos descritos anteriormente. Se reparte la reserva entre las distintas centrales participantes del caso para evaluar el impacto del análisis en conjunto.

### **5.3 Resultados**

Para efectos de la propuesta, se utilizan los datos para la fijación de Abril de 1999 [CNEa99], y una versión actualizada del modelo GOL, que contiene archivos de datos en formato de aplicación de Excel (archivos CSV) y versión ejecutable de DOS.

Para efectos de validar los resultados, en primera instancia se llegó a una aproximación del precio de nudo determinado por la CNE, para la fijación en estudio. El resultado obtenido difiere sólo en un 0,58% del así estimado por la CNE, lo que constituye una buena aproximación, dada la difícil réplica del precio en forma exacta a causa de los ajustes que realiza la entidad reguladora al modelo. Así también, se analizaron otros casos para validar los resultados, como alzas en los precios de los combustibles, aumento del costo de falla, variación de los costos variables no combustibles y variación del rendimiento de las centrales térmicas. Los resultados se muestran a continuación, en las tablas 4.6 y 4.7:

Tabla 5.6: Resultados para el caso base

	<b>Precio Nudo Fijación Abril 99 [Mills/kWh]</b>	<b>Diferencia %</b>
<b>CNE</b>	20.7577	
<b>Caso base</b>	20.8789	0.58%

Tabla 5.7: Validación de los resultados obtenidos

<b>Caso</b>	<b>Precio Nudo [Mills/kWh]</b>	<b>Diferencia % respecto caso base</b>
Aumento Rendimiento (10%)	21.61	3.49%
Disminución Rendimiento (10%)	20.27	-2.93%
Aumento CVNC (10%)	20.95	0.36%
Disminución CVNC (10%)	20.78	-0.45%
Aumento costo falla	21.35	2.25%
Disminución costo falla	20.39	-2.35%
Alza en precio de combustibles (10%)	21.61	3.49%
Disminución en precio combustibles (10%)	20.27	-2.93%

Como muestran los resultados, se obtienen los cambios esperados. Se notan leves cambios en el precio de nudo al variar los costos no combustibles, esto dado que representan montos reducidos de los costos variables totales. A diferencia de lo anterior, se producen cambios significativos al variar los rendimientos o los precios de los combustibles, los cuales dada su relación lineal, hacen cambiar el precio de nudo en la misma medida, por lo que se justificarían los cambios lineales que se efectúan en el caso de la centrales térmicas. Con impacto inferior al anterior,

los cambios en el costo de falla, también afectan el precio de nudo en la forma esperada.

A continuación se analizan los resultados de la incorporación de reservas a la tarificación regulada del SIC, según la metodología descrita. En primera instancia se revisan los resultados de incorporar la reserva primaria a fuentes hidráulicas para luego estudiar el caso de las centrales térmicas y el conjunto.

### **5.3.1 Centrales hidroeléctricas**

Inicialmente se estudió el impacto producido en el precio de nudo, al incorporar reservas de acuerdo a la metodología ya descrita, limitando la potencia y las matrices de energía generable, de cada central en particular considerada para efectos de este estudio, que es el caso de Canutillar, Pangué, Rapel y Pehuenche (que incluye Colbún y otras centrales de menor envergadura).

Cabe recalcar que el efecto que determina el resultado es el cambio que se realiza en la matriz de energía generable y no el cambio realizado en la potencia disponible, ello en forma marginal y de acuerdo a la punta requerida por el sistema.

Los resultados al simular distintos montos de reserva se muestran en la tabla 5.8. A diferencia de lo que ocurre en el caso térmico, como se verá posteriormente, en este caso la generación de las centrales de pasada se disminuye efectivamente en los [MW] limitados, por el hecho de que se limitan las matrices en su totalidad, para todas las hidrologías. No es este el caso de Rapel y Canutillar, ya que su generación estacional no permite en algunos casos reducir los MW de reserva. Esto se ve de mejor forma en la figura 5.4, la cual muestra la generación histórica promedio de la central Rapel (Promedio de matrices de corto, medio y largo plazo):

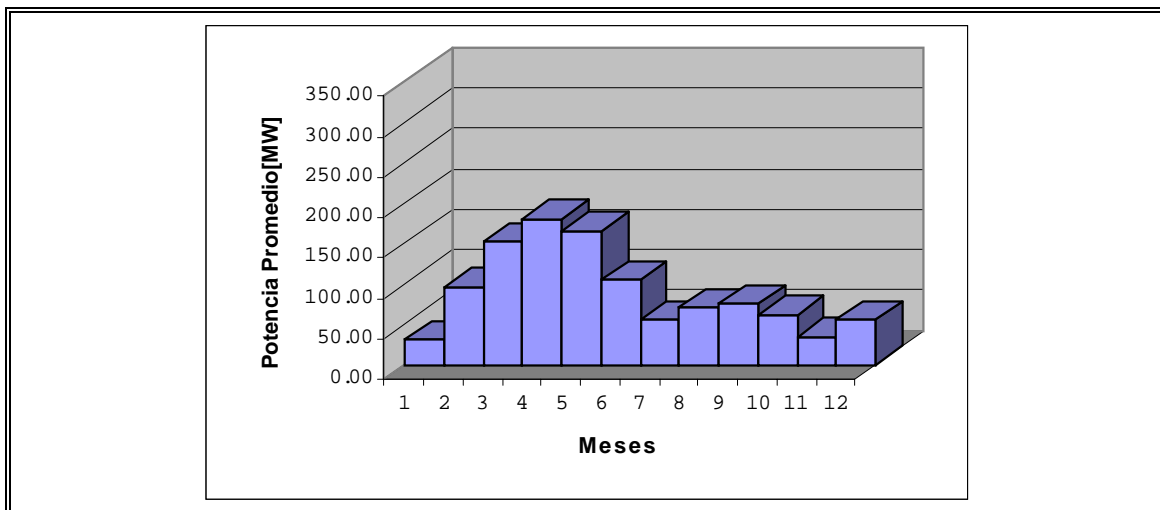


Figura 5.4.: Potencia promedio mensual histórica de la central Rapel

La generación histórica promedio es alta en época húmeda y relativamente baja en los restantes períodos. Ello se refleja en la característica hidrológica, ya que al tener poca capacidad de embalse se pueden encontrar energías nulas para ciertos meses del año. Lo mismo ocurre en el caso de Canutillar, donde este efecto es más pronunciado. Por estas razones, algunos datos de las hidrologías pertenecientes a estas centrales no se pueden afectar en forma pareja por una cierta cantidad de [MW] de reserva.

Tabla 5.8: Precios de nudo al afectar las centrales hidroeléctricas modeladas como de pasada

	Pehuenche-Pangue		Rapel		Canutillar	
	Precio NUDO	DIF %	Precio NUDO	DIF %	Precio NUDO	DIF %
<b>Caso base</b>	20.88	100.00%	20.88	100.00%	20.88	100.00%
<b>1 [MW]</b>	20.91	0.13%	20.90	0.09%	20.91	0.13%
<b>2[MW]</b>	20.94	0.31%	20.93	0.25%	20.94	0.31%
<b>5 [MW]</b>	21.02	0.65%	20.98	0.50%	21.01	0.63%



---

<b>10 [MW]</b>	21.20	1.52%	21.13	1.20%	21.18	1.46%
----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

---

El alza en el precio de nudo es de 1,52% en el caso de Pangue y Pehuenche al restringir en 10 [MW] su generación, a diferencia del caso de Canutillar y Rapel, más bajo por su característica hidrológica, por la que presentan reemplazo de bloques de energía de menor tamaño. En el caso de Pehuenche y Pangue el alza es la misma, ello por cuanto se debe reemplazar igual cantidad de energía en ambos casos, recordando que el aporte de las centrales de pasada es restada directamente de la demanda.

Los perfiles de generación se muestran en el anexo I (tabla I.1), donde se ve el claro reemplazo de energía hidroeléctrica por energía provenientes de las centrales térmicas y por otro lado, la disminución en los MW asignados en la generación de pasada (no se exhibe generación desagregada de este tipo de centrales debido a que el modelo no las entrega, ello debido a su tratamiento).

Como era de esperar, el resultado al combinar centrales es el mismo que el ya descrito para el caso individual. La ventaja que presenta el afectar centrales de pasada es que se limita para el horizonte en su totalidad en una cierta cantidad de [MW], lo cual implica, por ejemplo, al simular una reserva de 10 [MW], el incremento de la generación de las térmicas “más económicas“ en esos mismos 10 [MW].

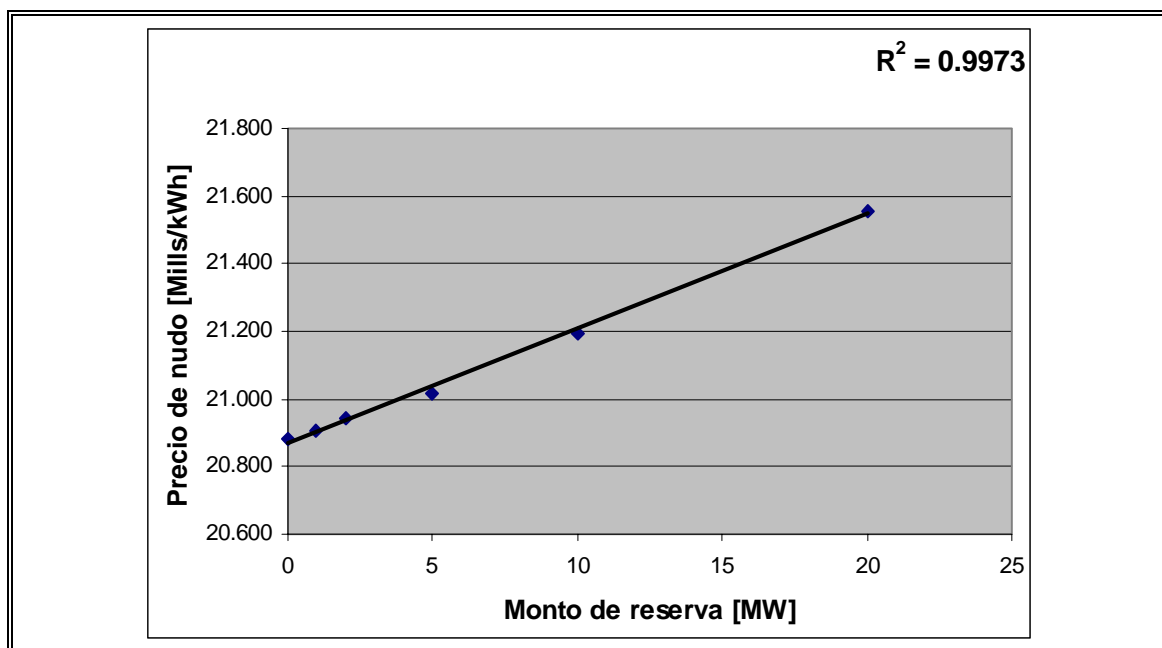


Figura 5.5: Característica de la variación del precio de nudo al aplicar metodología en centrales de pasada

Como se ve en la figura 5.5, la característica es lineal y por lo tanto extrapolando los resultados, el incorporar reservas del orden de los 50 [MW] implicaría un alza del orden del 7% en el precio de nudo, ello contrasta de manera importante con la metodología de la CNE, que incorpora un efecto que es del orden del 0,01% al mismo.

### 5.3.2 Centrales térmicas

Enunciados los supuestos, inicialmente se incorpora la metodología a cada una de las centrales térmicas en forma individual, para luego analizar el efecto en forma conjunta.

Los efectos producidos por el alza en el costo (disminución potencia máxima y  $C_e$  de cada central), se refleja en la posición y la utilización que tiene la central en la curva de carga del sistema (figura 5.6). Claramente, y como se ve en la figura, el aumentar el costo de una central disminuirá su utilización y hará disminuir su aporte energético a la curva de duración del sistema.

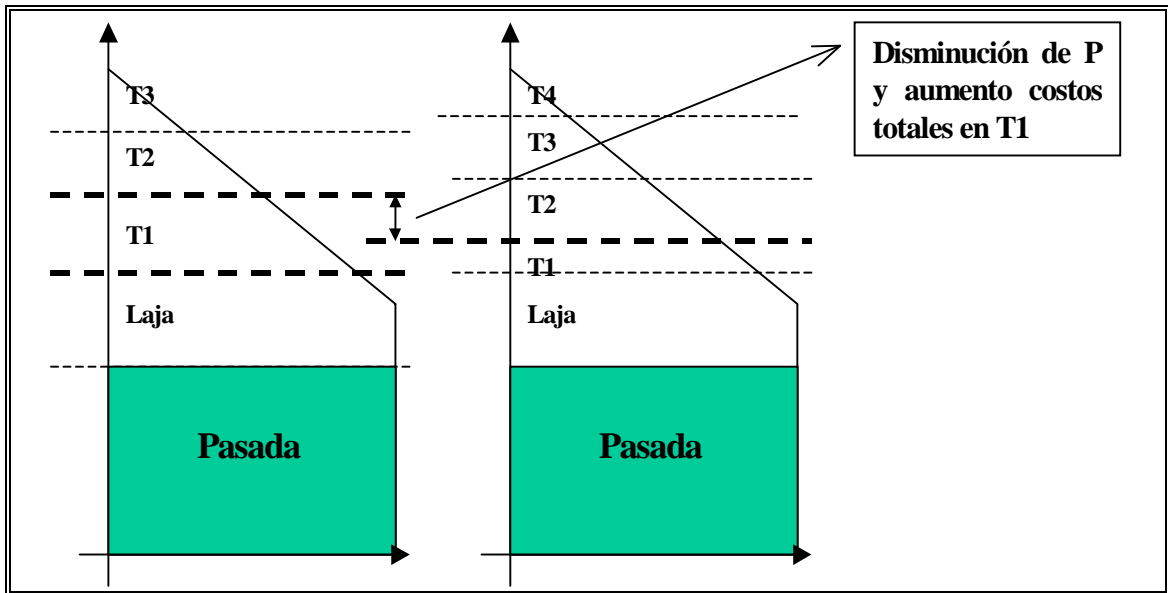


Figura 5.6: Efecto del encarecimiento de una central térmica en la curva de carga

Lo anterior se da en orden de mérito, de acuerdo a los costos totales de cada central, los que se adjuntan a continuación en la tabla 5.9, de acuerdo a los datos utilizados en la fijación [CNEa99].

Tabla 5.9: Costos variables combustibles y no combustibles para las centrales térmicas

	CVNC [Mills/kWh]	Costo variable combustible [Mills/kWh] (por kWh)	Costo Variable Total [Mills/kWh] CVNC+CVAR
<b>Bocamina</b>	1.67	14.32	15.99
<b>Ventanas 1</b>	2.18	15.28	17.46
<b>Ventanas 2</b>	1.38	14.62	16.00
<b>Guacolda</b>	2	12.76	14.76

El cambio en los costos puede traer tanto la entrada de una nueva central térmica como el aumento de alguna central que tenga disponibilidad, haciendo bajar las térmicas en la curva de carga y por ende aumentando la generación de aquellas que le siguen en costo. Como se ve en la tabla H.1 del Anexo (caso base), la potencia media de centrales como Guacolda y Ventanas 2 en términos comparativos es bastante superior a la que presenta Ventanas 1 y Bocamina y bastante cercana en el caso de Guacolda a la potencia real que puede entregar ( $P_{\text{Máxima}} * \text{factor de planta máximo}$ ). En el caso de los ciclos combinados, su utilización se da cercana a la base de la curva de carga (generación a potencia máxima).

Los resultados al afectar Guacolda, Ventanas 1, Ventanas 1 y Bocamina se entregan en la tabla H.2. La medida trae consigo un aumento del precio de nudo que llega a ser del orden del 3% para los 20 MW de limitación. Se puede apreciar que el afectar las distintas centrales aumenta en forma similar el precio de nudo, lo cual se debe al reemplazo de igual déficit de potencia en todos los casos. Como se describía anteriormente, los cambios efectuados traen consigo el aumento de generación de la central que sigue en costos. El reemplazo de potencia se puede ver en la figura H.1\_H.4 del Anexo, donde se grafica lo que sucede con las generaciones al afectar la central Ventanas 2.

En los gráficos se puede apreciar que la generación de Guacolda se mantiene constante (posición más baja en la curva de carga), mientras que la generación de Bocamina (la central que sigue en la lista de mérito, ver tabla 5.9) aumenta paulatinamente. No obstante, no toda la energía es reemplazada por energía proveniente de ésta, ya que también se producen aumentos de generación en otras centrales térmicas, como por ejemplo Ventanas 1 que sigue en costo a Bocamina. Volviendo a la curva de carga, esto produce que las centrales del Laja bajen en la curva por el efecto antes mencionado, además del cambio producido en la trayectoria óptima de utilización del Laja.

El tópico central que resulta importante revisar es en qué medida se logra limitar las centrales en su operación y por lo tanto qué efecto trae el encarecer la operación del sistema y cuales son los montos de reserva efectivamente logrados.

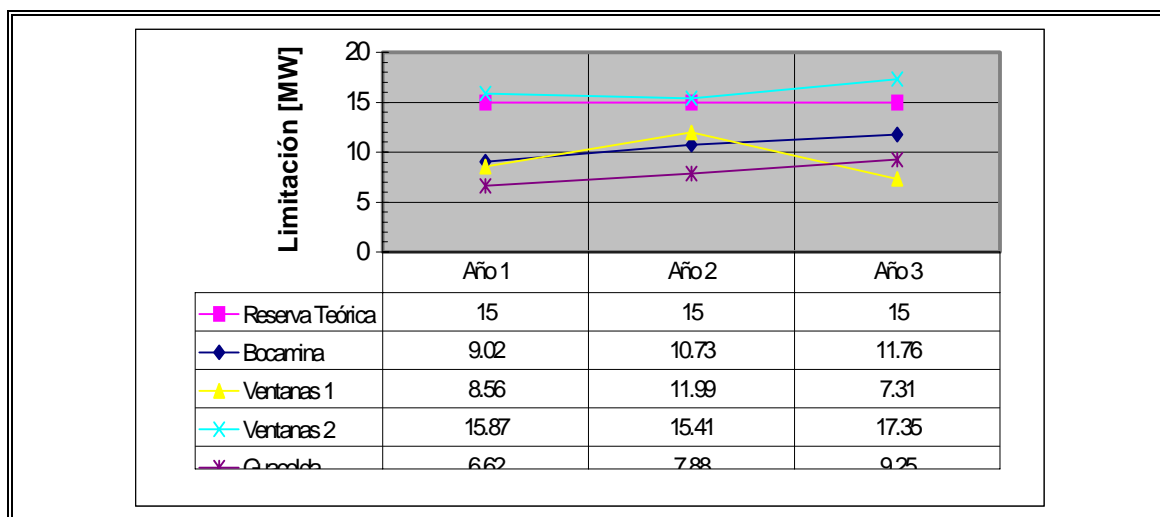


Figura 5.7: Limitación efectiva en la operación de las centrales térmicas al simular una reserva de 15 [MW]

La limitación efectiva en el caso térmico queda dado por dos condiciones, primero por la magnitud del cambio en los costos variables y segundo, por la generación del caso base, lo cual queda determinado por la primera condición. Como se ve en la figura 5.7, la limitación efectiva nunca es de 5, 10 o 15 [MW], por lo explicado anteriormente. En el caso de Ventanas 2, donde la limitación es de mayor magnitud y cercana a los 15 [MW], el cambio en el  $C_e$  produce que rápidamente se incremente el costo variable total y por ende que su energía sea reemplazada por Bocamina, la cual incrementa su generación con respecto al caso base, la que en promedio es de 30 [MW] de sus 120 [MW] instalados.

Caso contrario es lo que ocurre con Guacolda, ya que su limitación es baja, ello por cuanto el cambio marginal del  $C_e$  no alcanza para encarecerla de la misma forma de lo ocurrido en el caso de Ventanas 2. Además Guacolda es la térmica de carbón de menor costo, razón por la cual su utilización es más cercana a la base de la curva de carga. Cabe recordar que la simulación de una cierta cantidad de reserva operacional en el sistema, si bien limita y baja la generación de las centrales afectadas (simulando la existencia de reserva), produce un reemplazo de energía para abastecer la demanda, energía que de por sí resulta más cara y aumenta los costos

operacionales totales del sistema, de allí el nombre de simulación de reserva, ya que efectivamente no existe.

Al afectar los ciclos combinados con igual metodología se obtienen resultados no tan satisfactorios en cuanto a limitación o simulación de reserva, ello por cuanto los costos de este tipo de centrales son muy cercanos entre sí, lo cual ante cambios marginales produce un reemplazo importante de bloques de energía o una disminución brusca de la potencia media entregada por cada central. Este reemplazo se da en gran parte de las centrales de ciclo combinado, no así en el caso del ciclo más caro, que corresponde a Nueva Renca, la cual por costos es reemplazada por generación de Guacolda. Lo anterior se puede apreciar en la tabla 5.10, donde para el caso de Nueva Renca se entregan las potencias medias registradas en los distintos casos.

Ahora, los cambios son de la misma magnitud que los producidos para el caso de las centrales térmicas, como se ve en la tabla H.4 (ver anexo H), el cambio en el precio de nudo es del orden del 3% para los 20 [MW]., produciéndose los mismos efectos en la curva de carga anteriormente enunciados:

- Pequeña baja en generación del Laja.
- Aumento del valor estratégico del agua.
- Aumento de generación térmica.
- Generación de las centrales de pasada constante.

Tabla 5.10: Potencia media [MW] al afectar central Nueva Renca

		<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
<b>Caso base</b>	<b>Nueva Renca</b>	245.8	265.5	298.9	263.4
<b>Reserva 20 [MW]</b>	<b>Nueva Renca</b>	188.1	208.6	236.2	208.1
<b>Caso base</b>	<b>San Isidro</b>	325.3	328.3	331.6	319.2
<b>Reserva 20 [MW]</b>	<b>San Isidro</b>	325.5	328.7	332.1	320.8
<b>Caso base</b>	<b>Guacolda</b>	146.2	164.5	181.7	165.1
<b>Reserva 20 [MW]</b>	<b>Guacolda</b>	194.9	210.2	230.8	204.5

En el caso conjunto y al afectar todas las centrales térmicas, el precio de nudo aumenta de forma similar a lo estudiado hasta esta parte. La metodología es aplicada prorrateando la reserva de acuerdo a la potencia máxima de cada central del total de centrales participantes del caso. Es así como Guacolda se lleva la mayor parte de la asignación de reserva, razón por la cual también su costo variable en términos comparativos, aumenta de manera importante (de acuerdo al incremento en el consumo específico como porcentaje de su potencia).

Las variaciones que experimenta el precio de nudo (Ver tabla 5.11) varían en forma lineal y el alza llega al 3,2% al simular 20 [MW] de reserva. Los intercambios en este caso se combinan según lo visto para los casos individuales. No obstante, este escenario es desfavorable para evaluar la simulación de reserva, ya que a diferencia de los casos particulares, en donde en forma real se producía una limitación en la operación de la central, al combinarlas se produce reemplazo entre ellas, aunque la señal de precio prevalece. Lo anterior se traduce en un leve aumento de la generación de Ventanas1, Ventanas2 y Bocamina; junto a una disminución de la generación de Guacolda, al estar efecta a un mayor cambio en sus parámetros.

Tabla 5.11: Variación de los precios de nudo en el caso térmico conjunto

	<b>Precio NUDO</b> <b>[Mills/kWh]</b>	<b>DIF %</b>
<b>Caso base</b>	20.879	100%
<b>5 [MW]</b>	21.026	0.706%
<b>10 [MW]</b>	21.208	1.576%
<b>15 [MW]</b>	21.393	2.464%
<b>20 [MW]</b>	21.549	3.208%

Al igual que en los casos anteriores, los cambios propuestos implican una desviación de la estrategia óptima de utilización del agua del Laja. Al evaluar el caso térmico se produce una disminución en la generación de las centrales pertenecientes a

ésta, ello por cuanto resulta más barato incrementar la generación térmica de algunas centrales, elevándose a la vez el valor estratégico del agua (trade-off).

### 5.3.3 Caso conjunto Hidráulico – Térmico

Al simular el efecto conjunto prevalecen los efectos descritos tanto para el caso térmico como para el caso hidroeléctrico. Se analizaron dos posibles combinaciones, ello por cuanto el comportamiento es bastante similar al aplicar la metodología sobre distintas centrales, como se puede apreciar en los resultados.

Los casos estudiados fueron la asignación al complejo Colbún – Pehuenche y Ventanas 2, junto al caso Pangué – Guacolda. En ambos casos, los resultados son bastante similares (tabla 5.10). Para efectos de prorratear la reserva, ésta se realiza desplazando bloques de 5 [MW] entre casos, conservando una simulación de reserva total de 20 [MW].

Tabla 5.12: Cambios porcentuales en el precio de nudo al afectar el conjunto hidro-térmico

	<b>Precio NUDO</b>	<b>DIF %</b>		<b>Precio NUDO</b>	<b>DIF %</b>
Caso base	20.88	100.00%	Caso base	20.88	100.00%
Pangué 20MW	21.56	3.24%	Pehuenche 20MW	21.56	3.24%
15MW Pangué 5MW Guacolda	21.56	3.27%	15MW Pehuenche 5 MW Ventanas2	21.57	3.32%
10MW Pangué 10MW Guacolda	21.56	3.25%	10 MW Pehuenche 10 MW Ventanas2	21.59	3.41%
5MW Pangué 15MW Guacolda	21.55	3.21%	5 MW Pehuenche 15 MW Ventanas2	21.59	3.41%
20 MW Guacolda	21.55	3.21%	20MW Ventanas2	21.58	3.34%

Los efectos sobre la generación térmica es de aumento constante, tanto por los cambios en los parámetros de las centrales de este tipo como por la limitación que se efectúa a las centrales de pasada, ya que en el primero de los casos se aumenta



generación térmica más cara y en el segundo se aumenta la generación de centrales con capacidad, de acuerdo a orden creciente de costos variables en la curva de carga.

Para aislar los efectos producidos por cada una de las centrales conviene revisar los resultados individuales, en cuanto a quién aporta el déficit al afectar cada una de ellas por separado. Para ello se revisará el caso en que se afecta a Guacolda en 15 [MW] y a la central Pangué en 5[MW].

Como se ve en la tabla J.1 del Anexo J, al afectar a Guacolda, el déficit en cuanto a potencia media, es entregada por centrales aguas arriba en la curva de carga, Bocamina, Ventanas 2 (con el aporte más importante) y Ventanas 1. A diferencia de Pangué, donde el déficit es cubierto en parte por centrales de ciclo combinado (30%) y el remanente por centrales térmicas. En ambos casos, los cambios producen una baja en la generación del Laja, a medida que se desplaza o incrementa la generación térmica, lo que conlleva un alza en el valor estratégico del agua y por ende de la cota final del Laja. En este caso resulta más caro generar con centrales hidroeléctricas con regulación que con centrales térmicas, razón por cual se produce lo mencionado anteriormente.

Al combinar ambos efectos se obtienen resultados similares. Esto ya que la potencia media de las centrales de ciclo combinado aumenta en la misma medida a lo registrado para el caso de Pangué 5[MW]. Algo similar ocurre con Guacolda, aunque su limitación efectiva disminuye con respecto al caso individual, ello debido a la modificación realizada, lo que produce un efecto adicional al particular.

A continuación, en la sección análisis de resultados se verá con mayor profundidad lo que sucede con la simulación de reserva y cuan efectivas resulta cada una de las medidas adoptadas.

#### **5.4 Análisis comparativo respecto metodología CNE**

La CNE contempla para la fijación utilizada varios ítems por sobrecosto, lo cuales ya fueron descritos en secciones precedentes.

En particular, para la fijación de Abril del 99, se determina un factor de sobrecosto del 0,04%, el cual surge al limitar una central hidráulica en 50 [MW],

factor por el cual luego se ponderan los costos variables de todas las centrales térmicas.

De acuerdo a la metodología adoptada por la CNE se puede notar lo siguiente:

- Primero, no se especifica cuál es la central hidráulica que se está afectando.
- Además, suponiendo que es alguna central con capacidad de regulación, es decir alguna perteneciente a la cuenca del Laja, su modificación implica conocer del lenguaje de programación FORTRAN, haciendo del proceso algo engorroso y dificultando el acceso a la metodología.
- Si su modificación se realiza de manera interna, los 50 [MW] no siempre están presentes, ya que son pocas las centrales despachadas a potencia máxima, como se vió para el caso de Guacolda, dado que la limitación se realiza como función de la potencia promedio que la central entrega y por lo tanto de su utilización.
- Resulta en un factor de sobrecosto muy reducido (según estudios internacionales y de acuerdo a lo mencionado en la sección 3.4, las labores de regulación representan del orden del 1 al 2% del costo del [kWh] abastecido)

Para efectos de comparar la metodología propuesta con aquella utilizada por la Comisión, se procede según lo propuesto por ésta, es decir se restringe una central hidroeléctrica en 50 [MW] para todo el horizonte, para después de ello según el sobrecosto operacional total obtenido, ponderar los costos variables totales de las centrales térmicas.

Cabe mencionar que la central restringida en este caso es una central de pasada, de acuerdo a la metodología propuesta en este estudio, bien ya sea Pangue o Pehuenche, recordando que el resultado obtenido es el mismo y que ambas matrices de energía generable pueden ser afectadas en 50 [MW]. Con el factor de sobrecosto total operacional obtenido de la simulación, se ponderan los costos variables de las centrales térmicas, de acuerdo a lo descrito en el anexo N°4 de Calidad y Seguridad de Suministro para la fijación en estudio [CNEa99]. Luego de simular el modelo incorporando este factor, se obtiene el nuevo precio de nudo.

Luego de simular el modelo con una reserva de 50 [MW] se obtiene un factor de sobre costo operacional total del 3,61%, lo cual resulta de simular nuevamente el modelo, ponderando los costos variables de las centrales térmicas, en un alza del precio de nudo del 2,76 %. En la tabla 5.13 se entrega un resumen de los resultados de relevancia:

Tabla 5.13: Análisis comparativo de ambas metodologías

	<b>Factor de sobre costo</b>	<b>Precio de Nudo [Mills/kWh]</b>	<b>Diferencia porcentual respecto caso base</b>
<b>CNE</b>	<b>0.04%</b>	<b>20.88</b>	<b>0.03%</b>
<b>Metodología propuesta</b>	<b>3.61%</b>	<b>21.45</b>	<b>2.76%</b>

Se puede ver que el factor de sobre costo resultante es bastante más elevado que el así determinado por la CNE. Ello debido al reemplazo real de 50 [MW] de potencia media en el aporte de las centrales hidroeléctricas. Cabe recordar que el aumento del precio de nudo resultante de aplicar directamente la metodología propuesta, resulta en un aumento del orden del 7,5%, efecto que se ve disminuído por la aplicación del factor de sobre costo operacional sobre los costos variables de las centrales térmicas, lo cual produce reemplazo por generación de las centrales de Laja (junto a una disminución de las térmicas).

Resaltar por último que la diferencia entre ambas metodologías, según el análisis hecho en esta sección, radica sólo en la limitación de una central de pasada en el caso de la metodología propuesta, y la limitación de una central del Laja, según la Comisión.

## **5.5 Análisis de los resultados**

A través de los resultados obtenidos, se puede apreciar que las modificaciones propuestas como parte de la metodología resultan ser coherentes en la

búsqueda de la incorporación y simulación de reservas. Todo ello para efectos de su incorporación al proceso tarifario de los clientes regulados.

La coherencia resulta del alza similar al implementar y simular las distintas metodologías estudiadas. El alza del precio de nudo al simular una cantidad de reserva de 20 [MW] es del orden del 3% para todos los casos analizados, aumentando de forma lineal.

La señal más económica vendría dada por la provisión por parte de centrales hidroeléctricas modeladas como de pasada, lo cual resulta de una modificación bastante sencilla en los datos el modelo, produciéndose el reemplazo efectivo de la cantidad de [MW] provisionados.

Recalcar que la metodología no siempre representa la cantidad de reserva simulada, ello por cuanto la limitación viene dada por la utilización que tenga la central y por tanto es dependiente de sus costos (caso de centrales térmicas), y el efecto producido es sólo el reemplazo de energía y potencia.

En todos los casos estudiados, esta señal económica y el alza en el precio de nudo, viene dada por el reemplazo de energía de menor costo por generación de centrales térmicas más caras y aguas arriba en la curva de carga.

Si bien el provisionar una reserva de 50 [MW], produciría un alza del orden del 7% en el precio básico de la energía, lo cual no deja de ser una cifra bastante elevada, al incorporar la metodología como parte de la utilizada por la CNE, se nota una disminución del efecto al 2,7%, lo cual es una cifra más razonable. No obstante la diferencia entre ambas metodologías es considerable.

Finalmente, el provisionar 50 [MW] representa del orden del 1,6% de la potencia media del año 1999, por lo que podría ser considerado como una medida razonable para su provisión y como incremento importante para la seguridad y confiabilidad global del sistema, en consideración de la relación costos v/s beneficios que esta traería.

## VI. CONCLUSIONES

Dado el carácter dinámico y evolutivo que ha tomado el desarrollo de los sistemas eléctricos competitivos, es que el tratamiento de la confiabilidad se ha convertido en una problemática contingente. Lo anterior y su forma para incorporarla como parte esencial de la regulación y normativa a la que deben estar sujetos los participantes del mercado, incide en considerar una cantidad importante de variables y factores a los cuales se encuentra sujeta su evaluación.

Es por ello que la definición de un marco conceptual como el que se propone, resulta ser útil para guiar los criterios bajo los cuales se debe considerar cada una de las variables incidentes en la confiabilidad global de la red. En primer lugar se plantea la subdivisión de la confiabilidad, para luego relacionar cada una de las variables que la componen, con los criterios asociados a su tratamiento.

Es así, como la confiabilidad queda suscrita básicamente a la consideración de tres elementos básicos: seguridad, suficiencia y calidad (QAS), en donde es la suficiencia, en el largo plazo y la seguridad en el corto plazo, las variables determinantes bajo las cuales se ha de estructurar tanto el diseño como la operación del SEP. Todas ellas forman características complementarias, que se interrelacionan de acuerdo a las distintas variables que representan de la confiabilidad.

La suficiencia, definida como la habilidad del sistema para proveer la demanda a los consumidores, queda determinada por la incorporación de criterios de diseño que otorguen señales suficientes para proveer o incentivar la existencia de capacidad adecuada en el sistema. También determinada por la incorporación de criterios, como el N-1 o una cierta cantidad de reserva, mediante la utilización de ya sea un criterio determinístico o probabilístico. Las condiciones consideradas para la suficiencia, a su vez incorporan características inherentes de seguridad al sistema, reflejadas de la forma más simple a través de holgura para la operación y el consecuente incremento de la capacidad del sistema para hacer frente a condiciones inesperadas.

La seguridad a su vez, factor dinámico, guiada por adecuados procedimientos en la operación, se ve facilitada por los estados de operación estudiados. Éstos, adoptados en una cantidad importante de los sistemas estudiados, brindan un marco genérico y de utilidad para establecer normativa ordenada en cuanto a definición de límites para las variables del sistema y para la transición que debe ser efectuada entre los distintos estados.

Como parte esencial de la seguridad y de la calidad del suministro, surge la necesidad de contar con una adecuada provisión de servicios complementarios, en la irrestricta necesidad de mantener las variables técnicas del sistema que determinan la provisión confiable del producto electricidad.

Estos aspectos finalmente redundan en una adecuada calidad del servicio. Esta última, de amplio estudio en el último tiempo, queda determinada por variables técnicas, la continuidad y el aspecto comercial. En este punto, cabe destacar que en numerosas partes del mundo aún se limita la confiabilidad a términos de continuidad, lo cual pese a no estar del todo incorrecto, sesga conceptualmente el tratamiento de la confiabilidad. Siempre y cuando se distinga el origen de las fallas e interrupciones, distinguiéndose la naturaleza de éstas, se podrá discernir si el problema fue causado por un problema de suficiencia, seguridad o de calidad. Esto se puede graficar mediante un ejemplo, que en el caso extremo sería considerar que en el SIC hubiera una pérdida de suministro total ante la salida de una central X. En este caso, el problema sería básicamente de suficiencia y seguridad, más que de continuidad como confiabilidad global.

Todo lo anterior queda sujeto al análisis de los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos grados de confiabilidad y por lo tanto a una adecuada entrega de señales en conjunto con una remuneración acorde a los requerimientos y criterios impuestos.

De acuerdo al marco propuesto y como se analizó en su oportunidad, el sistema chileno presenta problemas de suficiencia y seguridad, en lo que materia de confiabilidad se refiere. En el caso del SIC, un sistema mayoritariamente hidráulico, la fuerte dependencia de factores estocásticos, junto a la falta de generación de respaldo inciden en problemas de suficiencia, efectos que en su conjunto quedan de

manifiesto en la época de racionamiento energético. Por otra parte el SING, con un sistema inestable e inseguro, fuertemente dependiente de las acciones y decisiones de los generadores y grandes clientes, lo convierten en un sistema con problemas de seguridad.

Esto a su vez se ve afectado por una débil legislación, que si bien dió un impulso para desregular numerosos países en el mundo, avanza lentamente en la definición e incorporación de normas y procedimientos claros. El análisis efectuado de la normativa vigente, deja claramente en evidencia en primer lugar la falta de un enfoque conceptual para la confiabilidad y la falta de incentivos y procedimientos para la expansión, lo que de la misma forma sucede para la operación del sistema.

En cuanto a los aspectos remuneratorios la situación no es muy distinta a la que sucede con la normativa. Señales poco claras en conjunto con servicios que no son remunerados, como sucede con la regulación primaria de frecuencia, la cual es básicamente remunerada sobre la base de las inyecciones que esté efectuando la unidad reguladora, valorizadas a costo marginal instantáneo, junto a lo que se reacude por conceptos del sobrecosto incorporado a la fijación de precios de nudo. En este caso particular y según la experiencia internacional estudiada, se estima que los costos en los cuales se incurre al provisionar este servicio son cercanos al 2% por KWh abastecido, siendo en el caso de todos los servicios derivados del producto electricidad (similar a SC) del orden del 10%. Caso análogo lo que sucede en la provisión de reactivos.

Por lo anterior es que se propone una metodología bastante sencilla para la incorporación de remuneración de reservas, en forma general, más que regulación primaria, en un contexto estático. Además de estudiar el efecto que producen en forma independiente cada uno de los parámetros, se logra coherencia de acuerdo a los escenarios estudiados.

La metodología, que resulta transparente a diferencia de la utilizada por la CNE, resulta en un alza del 7-8% al provisionar una reserva de 50 [MW]. Si bien se registra un alza considerable, se contaría con una reserva constante igual al monto considerado y no una reserva de regulación primaria exclusivamente, que no necesariamente entrega el monto (en términos de potencia media) que se está

limitando de la central. Por otra parte, de simular y luego aplicar la metodología de la CNE, resulta en una alza del orden del 3%, lo cual constituye una cifra más razonable, aunque sigue siendo muy superior a lo así determinado por la CNE.



**BIBLIOGRAFIA**

- [Abbd99] ABBAD, J. (1999) **Calidad del servicio eléctrico, Regulación y optimización de inversiones**, IIT Pontificia Universidad de Comillas, España.
- [Bill80] BILLINTON, R. (1980) **Power System Reliability Concepts and Historical Developments**. University of Saskatchewan, Saskatoon Canada.
- [Bill81] BILLINTON, R. (1981) **Reliability Considerations In Electric Power Systems**. University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada.
- [Cdec88] CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA (1988) **Criterios en la definición de parámetros y datos utilizados en el modelo GOL**, Chile.
- [Chri99] CHRISTENSEN ASSOCIATES (1999) **Regulación de la calidad de servicio para el sector eléctrico colombiano**, Colombia.
- [Cnea99] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA **Fijación de precios de nudo Abril de 1999 (SIC): Informe Técnico Definitivo**,. Santiago, Chile.
- [Cneo99] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA **Fijación de precios de nudo Octubre de 1999 (SIC): Informe Técnico Definitivo, Anexo N°4 Calidad y Seguridad de Suministro**, Santiago, Chile.
- [Ende99] EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD (1987) **Seminario Planificación de la operación de sistemas eléctricos de potencia**, Santiago, Chile.
- [Fink78] FINK, L. y CARLSEN, K. (1978) **Operating under stress and strain**. Spectrum Transactions.

- [Hawk99] HAWKINS, D. (1999) **Reliability through Markets, The California Independent System Operator Experience**, EEUU.
- [Hirs97] HIRST, E. y KIRBY, B. (1997) **Creating Competitive Markets for Ancillary Services**. Oak Ridge National Laboratory, Energy Division, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América.
- [Moya99] MOYA, O. (1999) **Confiabilidad, Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Chileno**. Seminario Internacional IEEE de Ingeniería Eléctrica de Potencia, 15 de octubre de 1999, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, Chile.
- [Nerp99] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (1999) **NERC Planning Standards**. EEUU
- [Nera99] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (1999) **NERC Operating Standards**. EEUU
- [Ngci99] NATIONAL GRID COMPANY (2000) **NGC Incentive Schemes from April 2000: Transmission Services Uplift and Reactive Power Uplift Schemes, Decision Document**, Reino Unido.
- [Ngcr99] Office of Electricity Regulation (1999) **Reactive Power Uplift: Incentive Arrangements from 1999/2000 Proposals**, Reino Unido
- [Nysr99] NEW YORK STATE RELIABILITY COUNCIL (1997) **Reliability rules for planning and operating de New York Bulk Power System**. NYSRC, EEUU.
- [Rivi99] RIVIER, J. Y ABBAD, J. (1999) **Calidad del servicio: Regulación y Optimización de Inversiones**. Pontificia Universidad de Comillas, España.

- [Rvie99] RIVIER , J.; ROMÁN, T.; GÓMEZ, I. Y DE LA FUENTE, L. (1999) **La regulación de la calidad del servicio eléctrico**, IIT Pontificia Universidad de Comillas, España.
- [Wood99] WOOD, A. Y WOLLENBERG, B. (1996) **Power Generation, Operation and Control**, Second Edition, 1996.

**A N E X O S**

## ANEXO A: TRANSICIÓN ENTRE LOS DISTINTOS ESTADOS DE OPERACIÓN DEL SEP

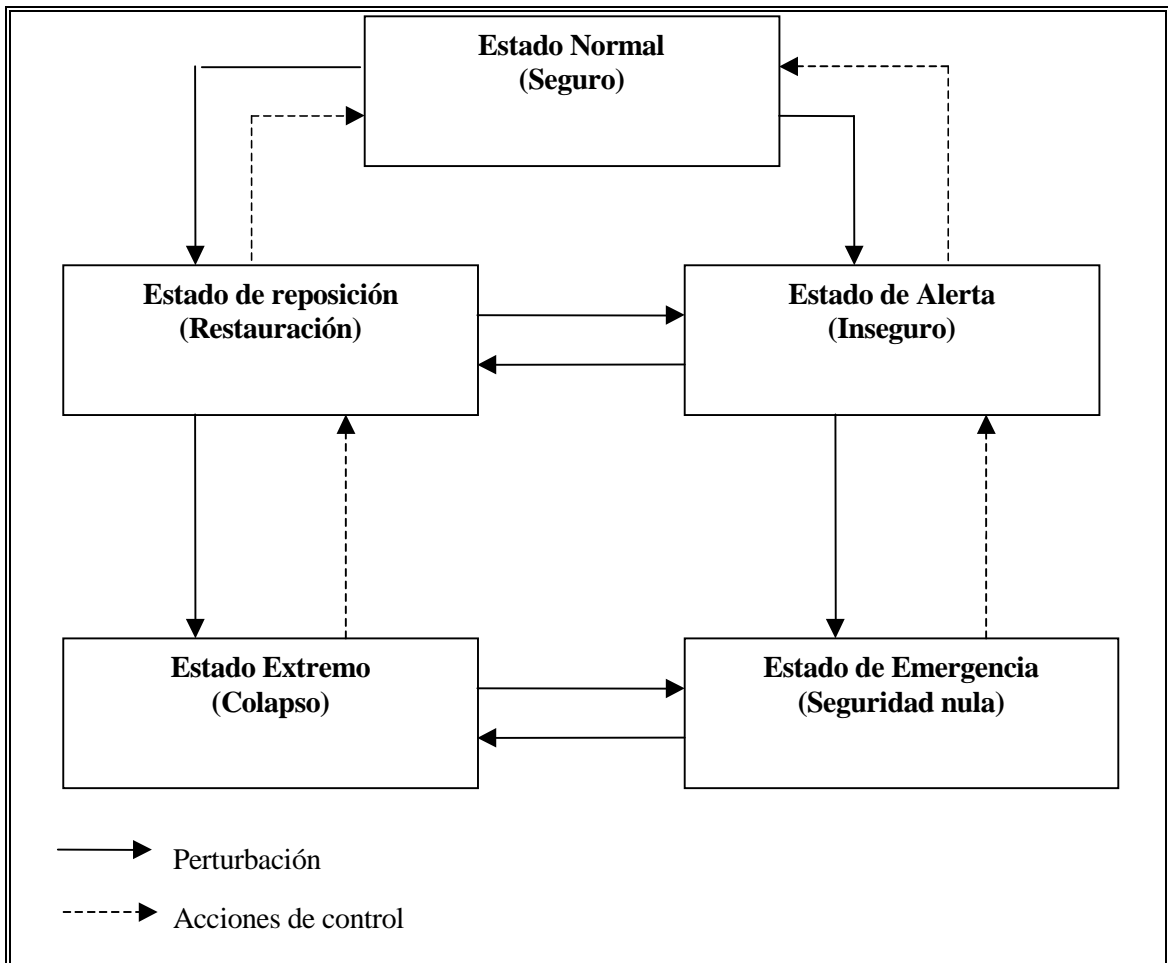


Figura A.1: Transición entre estados

## ANEXO B: BREVE RESEÑA DE ÍNDICES PROBABILÍSTICOS

Los índices expuestos en este anexo, pueden ser obtenidos mediante métodos analíticos como de simulación, mediante el proceso de simulación de Montecarlo.

- **LOLP (loss of load probability or loss of load expectation):** Es el N° promedio de días en los cuales se espera que la demanda punta del sistema exceda la capacidad de generación disponible, por lo que indica el N° esperado de días en los cuales se producirá una pérdida de carga o bien una deficiencia. Este índice puede ser utilizado para medir el N° de horas en las cuales se producirá una eventual contingencia y no indica la severidad ni la frecuencia que éstas tendrán. En la actualidad, a pesar de sus limitaciones, es el criterio probabilístico de más amplia utilización, y es aplicable a cualquiera de los tres segmentos, aunque especialmente se utiliza en la generación y la transmisión
- **LOEE (loss of energy expectation or loss of energy probability):** Es la energía esperada no suministrada por el sistema de generación debido a la existencia de un exceso de carga, que sobrepasa la capacidad de generación disponible.

Este índice mide más bien la severidad de las fallas que sólo el N° de ocasiones en las que se producen, por lo que el impacto de cortes en el suministro como su probabilidad de ocurrencia es evaluada. Como es un índice basado en energía, también refleja el hecho básico de que el sistema de potencia es un sistema proveedor de energía. El complemento de la energía no suministrada (la energía efectivamente suministrada), puede ser dividida por la energía total demandada para obtener un índice normalizado, llamado índice de confiabilidad de energía (EIR). Este índice puede ser utilizado para comparar la suficiencia en sistemas que difieren de manera considerable en tamaño.

- **F&D (frequency and duration):** Este enfoque es una extensión de las técnicas probabilísticas básicas, ya que también identifica la frecuencia esperada de encontrar una deficiencia y la duración esperada de éstas. Contiene características físicas adicionales que lo hacen más sensible a los parámetros del sistema de

generación, proveyendo una mayor cantidad de información para los planificadores del sistema.

## ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONTINUIDAD

### Índices de sistema

#### Índices basados en clientes

- **SAIFI [int./año]** (*System Average Interruption Frequency Index*)

$$SAIFI = \frac{\sum (\text{Interrupciones /abonado})}{\sum \text{abonados}} \left[ \frac{\text{Int}}{\text{Año}} \right]$$

Este índice corresponde al promedio de interrupciones de un abonado o cliente del sistema. Su medición requiere puntos de medida en cada locación de un cliente y por lo tanto de una alta inversión en equipos de medida. Este índice es equivalente al NIA (Nº de interrupciones por abonado) o al también denominado FIE (Frecuencia de interrupción equivalente).

- **SAIDI [horas/año]** (*System Average Interruption Duration Index*)

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración _ Interrupciones _ por _ abonado _ BT}}{\sum \text{abonados}} \left[ \frac{\text{Horas}}{\text{Año}} \right]$$

Corresponde a los minutos que ha estado en promedio sin suministro un cliente de baja tensión. Al igual que el SAIFI, requiere de una alta inversión en medidores y telemetría.

- **CAIFI [int./año]** (*Customer Average Interruption Frequency Index*)

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Interrupciones _ por _ cliente}}{\sum \text{Clientes _ Afectados}} \left[ \frac{\text{Int.}}{\text{Año}} \right]$$

Corresponde a la frecuencia de las interrupciones para aquellos clientes que han sido afectados por una interrupción, a diferencia del SAIFI que se centra en la frecuencia de las interrupciones para todos los clientes hayan o no sido afectados por éstas.



- **CAIDI [h/int.]** (*Customer Average Interruption Frequency Index*)

$$CAIDI = \frac{\sum Duración\_Int\_a\_clientes \left[ \frac{Horas.}{Año} \right]}{\sum Interrupciones\_clientes}$$

Este índice representa la duración media de las interrupciones sufridas por los clientes.

Los índices SAIDI y SAIFI son los utilizados con mayor frecuencia en el ámbito internacional, midiendo la frecuencia y la duración de las interrupciones por cliente, respectivamente [Abbd99]. Por su importancia, a continuación se entrega tabla con valores utilizados para estos índices dentro de los marcos regulatorios de distintos países [Abbd99].

### **Indices basados en potencia**

- **TIEPI [horas]** (*Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada*)

$$TIEPI = \frac{Potencia\_Instalada\_Interrumpida(kVA) \times Horas\_Interumpidas}{Potencia\_Total\_Instalada} [Horas]$$

Este índice corresponde al equivalente en horas de haber interrumpido toda la potencia instalada, por lo que reflejaría condiciones del sistema en su totalidad, teniéndose que diferenciar sólo en el origen de las interrupciones. Su equivalente anglosajón es el ASIDI (Average System Interruption Duration Index), distinguiéndose sólo diferencias en cuanto a considerar potencias instaladas y conectadas.

- **NIEPI [int.]** (*Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada*)

$$NIEPI = \frac{Potencia\_Instalada\_Interrumpida(kVA)}{Potencia\_Total\_Instalada} [Int]$$

Corresponde al número de interrupciones de toda la potencia instalada total equivalente. Su equivalente anglosajón es el ASIDI (Average System Interruption Duration Index) y posee las mismas diferencias mencionadas.

Los índices *FMIK* y *TTIK* son análogos en su formulación a los índices *TIEPI* y *NIEPI*, respectivamente. Lo mismo ocurre en el caso del *FMIT* y el *TTIT*, diferenciándose sólo en que estos últimos se basan en medidas al nivel de transformador.

- ***TIEPED* [min.]** (*Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada*)

### **Indices basados en energía**

- ***ENS* [kWh]** (*Energía no suministrada*)

Para efectos de calcular la energía no suministrada (estimación) se debe buscar una metodología para calcular una estimación del consumo durante las interrupciones o la energía efectivamente no suministrada.

Se utiliza frecuentemente para fines de la planificación del sistema y como medida de marcos regulatorios.

- ***ASCI* [kWh/clientes totales]** (*Average System Curtailment Index*)
- ***ACCI* [kWh/clientes afectados]** (*Average Customer Curtailment Index*)

## ANEXO D: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS ESENCIALES

Existe una amplia gama de servicios complementarios, los cuales varían de acuerdo a los requerimientos, disposiciones, estructura y organización de los distintos sistemas eléctricos. Como se mencionó, se pueden plantear cinco servicios esenciales, los cuales son utilizados en una cantidad importante de sistemas, los cuales son los siguientes :

- **Regulación primaria:** La regulación o reserva primaria guarda relación con el ajuste rápido de generación, necesario para mantener el balance permanente entre generación y carga. Se le suele llamar también control Primario de Frecuencia, Pendiente de Frecuencia o Rampa. En cuanto a la determinación del monto requerido en su provisión, generalmente se realiza un cálculo basado en el ACE - Error del Área de Control, con el que se mide el nivel de desbalance entre la generación y la carga del Sistema.

Es muy frecuente que se definan separadamente los requerimientos de este servicio, distinguiendo la Regulación "para arriba" (aumentos de generación) y "para abajo" (disminución), tratándose en la práctica como si fueran servicios independientes. (España, Estado de California y Argentina, entre otros). De esta manera es posible lograr un nivel similar de confiabilidad en la operación, con mucho menos reserva de capacidad.

- **Regulación secundaria:** Se relaciona principalmente con unidades generadoras con capacidad disponible y grandes cargas desconectables, las cuales pueden responder en pocos minutos a los requerimientos del sistema y del Operador en particular. Generalmente se operan con AGC (Control Automático de la Generación) y se le suele denominar también Reserva Sincronizada, Reserva en Giro o simplemente AGC.

Los criterios más utilizados para la determinación del monto de este servicio suelen ser la fijación de un cierto porcentaje de la demanda programada del Sistema, para cada periodo de planificación, o la mayor contingencia esperada que pudiera

sufrir el Sistema dentro de un cierto lapso de tiempo (como la pérdida de la mayor unidad generadora, el máximo cambio esperado en la carga del Sistema, etc.).

- **Regulación terciaria:** También denominada Reserva No Sincronizada, Reserva Fría, Reserva Detenida, Reserva de No-Giro, corresponde a la reserva de generación provista por unidades que generalmente no se encuentran conectadas al sistema o grandes cargas desconectables, que puede estar totalmente disponible en algunos minutos, cuando es requerido por el Operador del Sistema.

En cuanto a confiabilidad, resulta importante en la determinación del monto de los distintos tipos de reservas de generación, la consideración de las características de los generadores que forman parte del parque y que actualmente son despachados o que estén conectados al sistema generando en cada momento. En este sentido sería lógico esperar que la cantidad óptima de reserva de potencia dependa de la confiabilidad y la probabilidad de falla de las unidades que se encuentran ya generando.

- **Control de voltaje:** Provisión de potencia reactiva, por parte de los generadores y otros agentes del Sistema, para mantener la tensión y el factor de potencia dentro de los rangos y límites admisibles. También denominado Potencia Reactiva, Control de Tensión, Soporte de Voltaje y Provisión de Reactivos.

En la mayor parte de los Sistemas este es un servicio obligatorio, pero dentro de un cierto rango inicial, siendo posible para el Operador del Sistema comprarle potencia reactiva adicional a los proveedores, por sobre ese mínimo obligatorio. Para definir el requerimiento mínimo en la provisión de este servicio, en la mayoría de las regulaciones se emplea como variable crítica el Factor de Potencia, definiendo un rango para éste, dentro del cual todo agente del Sistema debe operar.

Bajo condiciones normales de operación, el uso de la generación o absorción de reactivos es considerablemente menor que la capacidad instalada y los requerimientos de reserva de potencia reactiva pueden ser muy localizados y muy variables, dependiendo de las condiciones específicas de operación y de fallas.

- **Partida Autónoma:** Este servicio también es denominado Partida en Negro, Restauración del Sistema o Esquema de Recuperación del Sistema, y como lo dice su nombre, se refiere al retorno del Sistema a su funcionamiento normal, después de una caída o falla total o parcial, por medio de unidades generadoras autónomas, capaces de partir sin fuentes externas y de energizar a otras, para lograr la recuperación gradual de todo el Sistema.

En general, la Partida Autónoma del Sistema suele ser provista por tres tipos de unidades: generadores hidráulicos (los más usados para ello, si es que están disponibles: rápidos en partir, de funcionamiento estable y de fácil control); turbinas de combustión (rápida partida y control muy preciso); y plantas térmicas (usadas sobre todo para la desconexión de cargas, por la facilidad que presentan en la reducción rápida de su nivel de generación, dejándolas funcionando aisladamente, sólo con su carga auxiliar mientras dura la falla del Sistema). Generalmente es el Operador del Sistema quien debe determinar el monto y la ubicación de la capacidad de Partida Autónoma, basado en estudios de contingencias que son usados como base de sus planes de emergencia.

## ANEXO E: RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POTENCIA MÁXIMA DISPONIBLE DE CENTRAL RAPEL

Tabla E.1: Generación resumida por tipos al sensibilizar con respecto a la potencia disponible de Rapel

Caso			Tipo Generación	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Caso Base			Generación Térmica	10639	11485	12370	11646
Reducción Rapel	20%	Pd	Generación Térmica	10638	11485	12369	11645
Reducción Rapel	50%	Pd	Generación Térmica	10638	11483	12367	11644
Reducción Rapel	100%	Pd	Generación Térmica	10633	11476	12385	11642
Caso Base			Generación Hidro	14851	15784	16311	19587
Reducción Rapel	20%	Pd	Generación Hidro	14851	15784	16311	19587
Reducción Rapel	50%	Pd	Generación Hidro	14851	15784	16311	19587
Reducción Rapel	100%	Pd	Generación Hidro	14851	15784	16311	19587
Caso Base			Generación Laja	2710	3115	4074	4246
Reducción Rapel	20%	Pd	Generación Laja	2711	3116	4075	4248
Reducción Rapel	50%	Pd	Generación Laja	2711	3117	4078	4251
Reducción Rapel	100%	Pd	Generación Laja	2716	3125	4060	4258

## ANEXO F: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR FACTORES DE PLANTA (MINUTA CDEC)

Para efectos del cálculo de los factores de planta, se propone una metodología que se aproxima a los valores históricos utilizados por el modelo GOL. A continuación se describen los aspectos más relevantes con respecto al cálculo de los factores de planta máximos y mínimos.

### a) Factores de planta máximos

Se considera el efecto combinado de salidas forzadas, falta de capacidad en los consumos y mantenimiento programado.

$$FP_{MÁX} = (1 - NDU/NDT) \times (1 - FOR) \times (1 - NODE) \quad (F.1)$$

Donde:

**NDT** = Número de días del trimestre.

**NDU** = Número de días de mantenimiento de cada unidad de la central.

**FOR** = Tasa de salida forzada.

**NODE** = Fracción de energía no generada por limitaciones de consumo.

### b) Factores de planta mínimos

Se calculan a partir de la energía que la central debe generar durante el trimestre con el fin de aportar su potencia máxima durante las horas de punta.

En el caso de centrales de vapor, se supone que operan sólo en días de trabajo, generando a plena carga durante 4 horas diarias y a potencia mínima durante las 20 horas restantes. Para las turbinas a gas, se considera que operan 3 horas a potencia máxima durante los días de trabajo.

$$FP_{MÍN} = [(H_{MÍN} \times P_{MÍN} + H_{MAX} \times P_{MAX}) / (H_{PER} \times P_{máx})] \times (1 - NDU/NDT) \quad (F.2)$$

Donde:

**H<sub>MÍN</sub>** = Número de horas de operación a potencia mínima.

$H_{MAX}$  = Número de horas de operación a potencia máxima.

$H_{PER}$  = Número de horas total en el trimestre.

$P_{MAX}$  = Potencia de operación máxima de cada central.

$P_{MIN}$  = Potencia de operación mínima de cada central.

$NDT$  = Número de días del trimestre.

$NDU$  = Número de días de mantenimiento de cada unidad de la central.

Utilizando estas fórmulas y en el caso de los factores de planta máximos, se llega a valores bastante cercanos a los utilizados por el modelo GOL. No así en el caso de los mínimos, donde se obtienen diferencias significativas. En este caso la metodología no resulta del todo coherente, ya que además de incorporar numerosos factores, a medida que aumenta la potencia máxima disminuye el factor de planta, ello en conjunto con la relación que ésta pudiera tener con la potencia mínima a la que opera la central.

No obstante y como se menciona en el cuerpo del estudio, al afectar las centrales térmicas se busca reflejar un cambio en los costos y no tecnológico. Por otra parte mencionar que los valores utilizados para los factores corresponden a valores históricos, y han permanecido constantes durante gran tiempo y como se demuestra en este anexo, no existe una metodología coherente para su cálculo (en este caso propuesta por el CDEC).



**ANEXO G: RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON  
RESPECTO A LA POTENCIA MÁXIMA DE LA CENTRAL  
GUACOLDA**

Tabla G.1: Potencias medias de centrales térmicas ante variación  
Potencia máx. de Guacolda.

<b>Caso Base</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
Bocamina	30.02	34.25	40.53	39.04
Ventanas 2	65.98	70.43	81.96	77.85
Ventanas 1	20.78	23.86	29.22	28.88
Guacolda	144.06	161.99	178.88	162.44
<b>Disminución de 10 MW en Potencia Máx. de Guacolda</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
Bocamina	30.25	34.82	40.98	39.95
Ventanas 2	67.01	71.46	82.99	78.88
Ventanas 1	21.00	24.43	29.68	29.22
Guacolda	141.89	159.36	176.03	159.82
<b>Disminución de 15 MW en Potencia Máx. de Guacolda</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
Bocamina	30.59	35.27	41.67	40.75
Ventanas 2	67.92	72.49	84.13	79.68
Ventanas 1	21.23	24.77	30.14	29.57
Guacolda	139.61	156.85	173.17	157.08
<b>Disminución de 20 MW en Potencia Máx. de Guacolda</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
Bocamina	31.39	35.73	42.12	41.32
Ventanas 2	68.84	73.86	85.73	80.37
Ventanas 1	21.46	25.11	30.59	30.14
Guacolda	137.44	154.34	170.32	154.45

## ANEXO H: RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA EN CENTRALES TÉRMICAS

Tabla H.1: Potencias medias de generación [MW] para centrales térmicas de mayor relevancia en el caso base

Período	Potencia Máxima [MW]	99-00				00-01				Generación media Anual [MW]	
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	Año 1	Año 2
Bocamina	<b>121</b>	75.0	15.2	6.2	23.7	36.4	26.1	14.5	57.4	<b>30.0</b>	<b>33.6</b>
Ventanas 2	<b>197.4</b>	134.4	38.7	14.3	70.2	82.0	50.9	33.9	111.6	<b>64.4</b>	<b>69.6</b>
Ventanas 1	<b>112.8</b>	58.2	10.9	5.0	8.0	24.6	14.3	11.2	43.2	<b>20.6</b>	<b>23.3</b>
Guacolda	<b>285.8</b>	244.0	89.8	49.0	203.8	208.2	105.6	96.2	248.2	<b>146.6</b>	<b>164.6</b>
Nueva Renca	<b>359</b>	339.7	188.6	133.6	322.6	299.0	227.0	203.3	333.0	<b>246.1</b>	<b>265.5</b>
San Isidro	<b>359</b>	354.2	329.3	274.7	343.8	351.3	328.1	290.6	343.8	<b>325.5</b>	<b>328.5</b>
Nehuenco	<b>359</b>	0.0	298.0	223.4	326.4	329.4	312.3	149.8	326.4	<b>212.0</b>	<b>279.5</b>

Tabla H.2: Cambios en el precio de nudo [Mills/kWh] al incorporar metodología para simular reservas

	<b>Bocamina</b>		<b>Ventanas 1</b>		<b>Ventanas2</b>		<b>Guacolda</b>		MIN	MAX	INDEX	Dif %
		%		%		%		%				
<b>Caso base</b>	20.879		20.879		20.879		20.879		20.879	20.879		
<b>5 [MW]</b>	21.028	0.71%	21.033	0.74%	21.046	0.80%	21.026	0.71%	21.026	21.046	1.001	0.09%
<b>10 [MW]</b>	21.196	1.52%	21.197	1.52%	21.233	1.70%	21.208	1.58%	21.196	21.233	1.002	0.18%
<b>15 [MW]</b>	21.364	2.32%	21.353	2.27%	21.414	2.56%	21.393	2.46%	21.353	21.414	1.003	0.29%
<b>20 [MW]</b>	21.539	3.16%	21.484	2.90%	21.576	3.34%	21.549	3.21%	21.484	21.576	1.004	0.43%

Tabla H.3: Limitación efectiva de las centrales térmicas al incorporar metodología para simular reservas

<b>RESERVA</b>	<b>Bocamina</b>			<b>Ventanas 1</b>			<b>Ventanas 2</b>			<b>Guacolda</b>		
	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
<b>5 [MW]</b>	1.14	2.05	2.28	1.14	2.40	2.63	2.63	1.83	2.40	2.17	2.63	3.08
<b>10 [MW]</b>	7.76	8.45	9.36	7.99	10.96	5.48	14.73	13.36	15.18	4.34	5.25	6.16
<b>15 [MW]</b>	9.02	10.73	11.76	8.56	11.99	7.31	15.87	15.41	17.35	6.62	7.88	9.25

Figura H.1\_H.4: Generación centrales térmicas al incorporar simulación de reservas en Ventanas 2

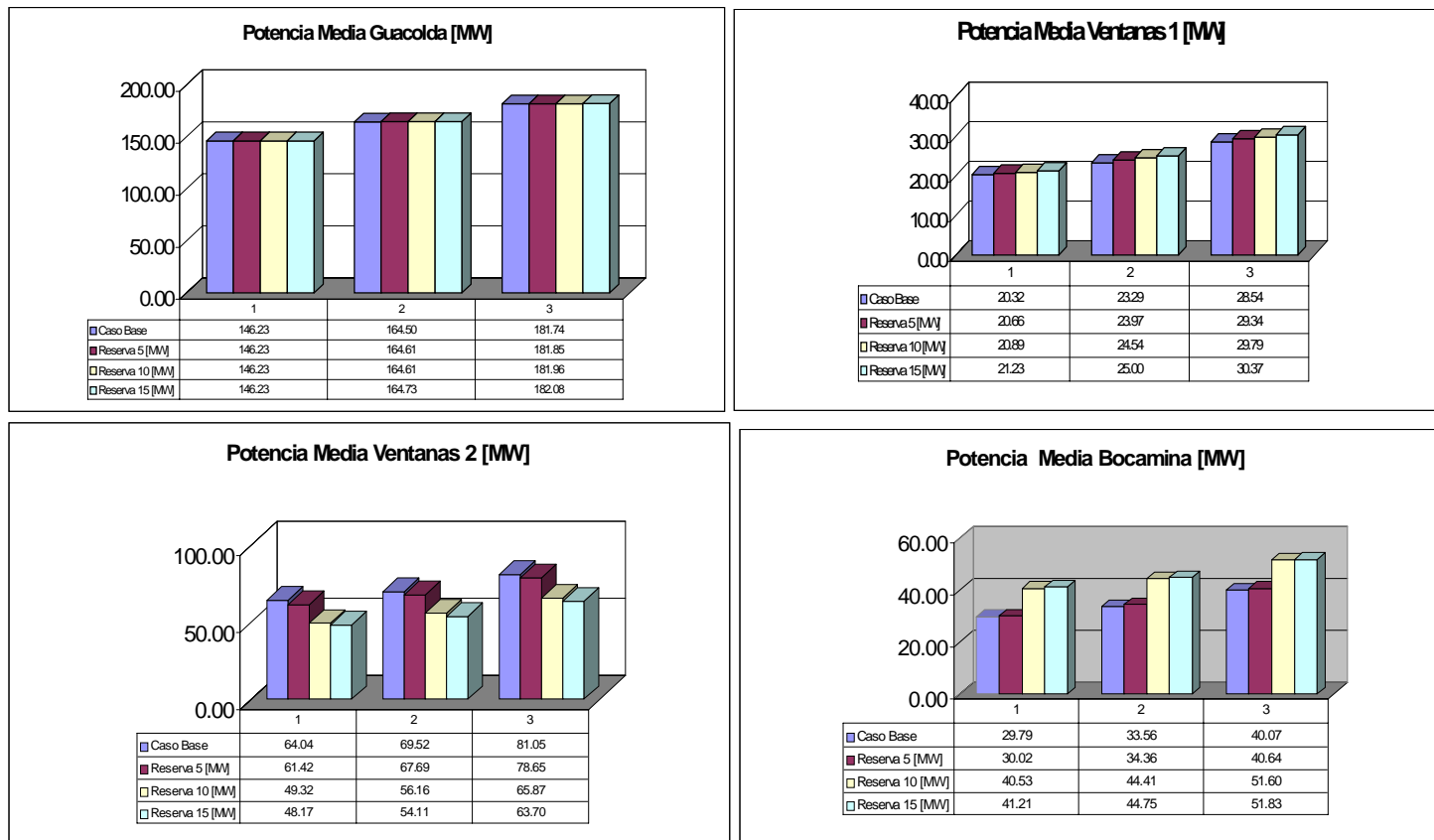


Tabla H.4: Cambios en el precio de nudo [Mills/kWh] al incorporar metodología para simular reservas en centrales de ciclo combinado

Caso	Nueva Renca		San isidro		Nehuenco		MIN	MAX	INDEX	Dif %
		%		%		%				
<b>Caso base</b>	20.88		20.88		20.88		20.88	20.88		
<b>5 [MW]</b>	21.03	0.73%	21.01	0.62%	21.02	0.67%	21.01	21.03	1.001	0.11%
<b>10 [MW]</b>	21.25	1.77%	21.18	1.43%	21.22	1.63%	21.18	21.25	1.003	0.34%
<b>15 [MW]</b>	21.44	2.66%	21.35	2.26%	21.41	2.55%	21.35	21.44	1.004	0.40%
<b>20 [MW]</b>	21.60	3.44%	21.51	3.03%	21.59	3.39%	21.51	21.60	1.004	0.39%

**ANEXO I: RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A CENTRALES  
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA**

Tabla I.1: Perfiles de generación al afectar la central hidroeléctrica Pangué

		<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
<b>Caso Base</b>	<b>Generación Centrales de Pasada</b>	1695.3	1801.8	1862.0	2236.0
<b>10 MW</b>	<b>Generación Centrales de Pasada</b>	1685.3	1791.9	1851.9	2226.0
<b>20 MW</b>	<b>Generación Centrales de Pasada</b>	1675.3	1781.8	1842.0	2216.0
<b>Caso Base</b>	<b>Generación Laja</b>	309.4	355.6	465.1	484.7
<b>10 MW</b>	<b>Generación Laja</b>	307.6	353.5	465.6	484.0
<b>20 MW</b>	<b>Generación Laja</b>	306.2	351.8	465.1	483.7
<b>Caso Base</b>	<b>Generación térmicas</b>	1214.5	1311.1	1412.1	1329.5
<b>10 MW</b>	<b>Generación térmicas</b>	1226.3	1323.1	1421.3	1339.5
<b>20 MW</b>	<b>Generación térmicas</b>	1237.6	1334.8	1431.7	1349.3

## ANEXO J: RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL ESCENARIO TÉRMICO-HIDROELÉCTRICO

Tabla J.1: Comparación de los efectos producidos ante cambios  
efectuados en forma individual y en forma conjunta, para centrales Guacolda y  
Pangue

<b>Análisis de resultados: Reserva Guacolda 15 [MW]</b>				
<b>Baja en Potencia media Guacolda</b>	6.62	7.88	9.25	8.33
<b>Aportes</b>				
Bocamina	0.91	1.71	1.60	2.28
Ventanas 2	4.00	3.08	3.31	2.63
Ventanas 1	0.91	1.48	1.60	1.14
<b>Suma</b>	<b>5.82</b>	<b>6.28</b>	<b>6.51</b>	<b>6.05</b>
<b>% del Total</b>	<b>87.9%</b>	<b>79.7%</b>	<b>70.4%</b>	<b>72.6%</b>
Otras	0.80	1.60	2.74	2.28
Ciclos constantes	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	<b>6.62</b>	<b>7.88</b>	<b>9.25</b>	<b>8.33</b>
<b>Análisis de resultados: Reserva Pangue 5 [MW]</b>				
Nueva Renca	0.80	1.26	1.03	0.91
San Isidro	0.34	0.23	0.00	0.23
Nehuenco	0.57	0.23	0.11	0.34
<b>Subtotal 1</b>	<b>1.71</b>	<b>1.71</b>	<b>1.14</b>	<b>1.48</b>
<b>% del Total</b>	<b>31.91%</b>	<b>37.50%</b>	<b>26.32%</b>	<b>37.14%</b>
Bocamina	0.23	0.68	0.57	0.57
Ventanas 2	2.05	1.03	1.03	0.91

Ventanas 1	0.46	0.57	0.68	0.46
Guacolda	0.91	0.57	0.91	0.57
<b>Subtotal 2</b>	<b>3.65</b>	<b>2.85</b>	<b>3.20</b>	<b>2.51</b>
<b>% del Total</b>	<b>68.09%</b>	<b>62.50%</b>	<b>73.68%</b>	<b>62.86%</b>
<b>Total</b>	<b>5.37</b>	<b>4.57</b>	<b>4.34</b>	<b>4.00</b>

**Analisis de resultados: Reserva 15 [MW] Guacolda - 5 [MW] Pangue**

<b>Baja en Potencia media Guacolda</b>	5.59	7.31	8.22	7.88
<b>Baja Pangue</b>	5	5	5	5
<b>Total</b>	10.59	12.31	13.22	12.88

Nueva Renca	0.80	1.48	1.03	1.03
San Isidro	0.34	0.23	0.00	0.23
Nehuenco	0.57	0.23	0.11	0.46
<b>Subtotal 1</b>	<b>1.71</b>	<b>1.94</b>	<b>1.14</b>	<b>1.71</b>
<b>% del Total</b>	<b>16.16%</b>	<b>15.77%</b>	<b>8.64%</b>	<b>13.30%</b>
Bocamina	1.71	2.17	2.05	2.97
Ventanas 2	4.91	4.57	5.02	3.42
Ventanas 1	1.26	1.94	2.17	1.71
<b>Subtotal 2</b>	<b>7.88</b>	<b>8.68</b>	<b>9.25</b>	<b>8.11</b>
<b>% del Total</b>	<b>74.35%</b>	<b>70.50%</b>	<b>69.95%</b>	<b>62.94%</b>