

**UNIVERSIDAD DE CHILE**  
Facultad De Derecho  
Departamento de Derecho Económico

**EL SECTOR GENERACION Y SU SISTEMA DE PRECIOS**

**Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y  
Sociales.**

CRISTIAN GONZALEZ HERRERA  
LORENA GONZALEZ HERRERA

Profesor Guía: Eduardo Rodríguez

Santiago, Chile.

2007

## INDICE

Página

INTRODUCCION.....	1
<b>CAPITULO I</b>	
NATURALEZA JURIDICA DE LA ELECTRICIDAD.....	9
1.1 Electricidad.....	9
1.2 Electricidad y sus componentes.....	11
1.3 Tratamiento de las cosas y bienes del punto de vista del derecho civil.....	12
1.3.1 Distinción entre cosa y bien.....	12
1.3.2 Los bienes y su clasificación.....	13
1.4 Naturaleza Jurídica de la Electricidad.....	16
1.4.1 La energía eléctrica como bien.....	16
1.4.2 Consecuencias de ser tratada como bien.....	22
1.4.3 Servicio y Actividad Eléctrica como Servicio.....	28
A. Servicio Público.....	32
B. Elementos del servicio público.....	34
C. Actividad Eléctrica como servicio publico.....	34
<b>CAPÍTULO II</b>	
MERCADO ELECTRICO CHILENO.....	39
2.1 Desarrollo del Marco Jurídico Del Mercado Eléctrico.....	39
2.2 Sistema Eléctrico, Funcionamiento y Características.....	72
2.2.1 Sistema Eléctrico y su Operación.....	72

2.2.1.1 Características de la Interconexión.....	73
2.2.2 Sector Generación.....	79
2.2.3 Sector Transmisión.....	79
2.2.4 Sector Distribución.....	87
2.2.5 Consumidores.....	95
2.3 Sistemas Eléctricos .....	100
2.3.1 Sistema Interconectado Norte Grande (SING) .....	101
2.3.2 Sistema Interconectado Central (SIC).....	103
2.3.3 Sistema Eléctrico de Aysén.....	106
2.3.4 Sistema Eléctrico de Magallanes.....	106
2.4 Órganos Participantes en el Mercado Eléctrico Nacional.....	107
2.4.1 Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.....	107
2.4.2 Comisión Nacional de Energía .....	109
2.4.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles.....	115
2.4.4 Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).....	121
2.4.5 Panel de Expertos.....	126
2.4.6 Municipalidades.....	128
2.4.7 Comisión Nacional de Medio Ambiente.....	129

### **CAPITULO III**

SECTOR GENERACIÓN.....	133
3.1 Historia de la Generación Eléctrica en Chile.....	134
3.1.1 Desarrollo Empresarial.....	134
3.1.2 Generación Eléctrica .....	147
3.1.3 Operación de Centrales Generadoras.....	152
3.1.4 Mercados de Generación.....	156

3.1.5 Marco Regulatorio del Sector Generación.....	157
--	-----

## **CAPÍTULO IV**

### **PRINCIPIOS DEL SISTEMA TARIFARIO DEL SECTOR**

GENERACION.....	160
-----------------	-----

## **CAPÍTULO V**

### **PRECIO DE NUDO MERCADO CON LAS EMPRESAS**

DISTRIBUIDORAS.....	168
5.1 Precio de Nudo Tradicional.....	168
5.2 Procedimiento de Cálculo del Precio de Nudo Tradicional.....	175
5.2.1 Primera Etapa: “ Etapa de Análisis” .....	175
5.2.2 Segunda Etapa: “Etapa de Simulación” .....	177
5.2.3 Tercera Etapa: “Abastecimiento en horas peak” .....	178
5.2.4 Cuarta Etapa: “Determinación del Precio de Nudo para cada subestación” .....	179
5.2.5 Quinta Etapa: Actualización de precios” .....	179
5.2.6 Sexta Etapa: “Traslado” .....	180
5.2.7 Séptima Etapa: “Respuesta y Observaciones” .....	181
5.2.8 Octava Etapa: “Respuesta a las Observaciones” .....	181
5.2.9 Novena Etapa: “Comunicación y publicación de precios” .....	182
5.2.10 Décima Etapa: “ Modificaciones” .....	183
5.3 Precio de Nudo de Largo Plazo.....	183
5.4 Precio de Nudo en el SIC.....	186
5.5 Características del Precio de Nudo Tradicional.....	188

5.6 Importancia e Impacto de la Fijación del Precio de Nudo.....	190
--	-----

## **CAPITULO VI**

### **PRECIO LIBRE MERCADO CON LOS GRANDES CONSUMIDORES**

.....	194
-------	-----

6.1 Precio Libre.....	194
6.2 Ámbito de Aplicación del Precio Libre.....	196
6.3 Importancia del Precio Libre.....	199
6.4 Relación Precio Libre – Precio de Nudo .....	201
6.5 Características Generales del Contrato de Suministro Eléctrico.....	203
6.5.1 Mercado de los Grandes Clientes.....	203
6.6 Características Especiales del Contrato de Suministro.....	205
6.6.1 Objeto.....	208
6.6.2 Características del suministro.....	209
6.6.3 Punto de suministro y medición de la electricidad .....	209
6.6.4 Continuidad y calidad de suministro.....	209
6.6.5 Instalaciones involucradas.....	210
6.6.6 Medición y facturación de la potencia .....	210
6.6.7 Medición y Facturación de la energía.....	210
6.6.8 Medición de energía reactiva.....	210
6.6.9 Mantenimiento de las instalaciones.....	211
6.6.10 Sistema de medición del consumo y de la calidad del suministro.....	211
6.6.11 Precios del suministro eléctrico.....	211
6.6.12 Compensaciones por indisponibilidad o interrupciones.....	212

6.6.13 Compensaciones por falta de calidad .....	212
6.6.14 Indemnizaciones por daño.....	212
6.6.15 Multas por atraso en inicio de suministro.....	212
6.6.16 Se establece la suerte de gravámenes e impuestos aplicables al suministro y los anexos a él.....	212
6.6.17 Forma de pago de factura.....	212
6.6.18 Moneda de pago.....	212
6.6.19 Solución de conflictos.....	213
6.6.20 Vigencia del contrato.....	213
6.6.21 Término anticipado del contrato.....	213

## **CAPITULO VII**

### **PRECIO SPOT TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ENTRE**

<b>GENERADORES.....</b>	<b>214</b>
7.1 Costo de Falla .....	221
7.2 Políticas Comerciales.....	224
7.2.1 Generación Termoeléctrica.....	225
7.2.2 Generación Hidroeléctrica.....	226
7.3 Beneficios de un Mercado Spot .....	228
7.4 Fallas del Mercado Spot.....	229

## **CAPÍTULO VIII**

### **BARRERAS A LA INVERSION EN EL SECTOR GENERACIÓN ....**

<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>241</b>
--------------------------	------------

<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>251</b>
---------------------------	------------

## **INTRODUCCION**

### **Importancia del tema:**

Desde los tiempos del descubrimiento de la electricidad, hecho ocurrido a fines del siglo XIX, nadie pudo prever los beneficios que ello traería al desarrollo de los pueblos, ni pudo imaginar que su actividad productiva poco a poco pasaría a ser una de las principales actividades económicas de los países; menos aún, imaginar que dicha invención provocaría inquietudes que el ordenamiento jurídico debía resolver.

Junto con el descubrimiento de este elemento que cambió completamente la vida de la humanidad, para los juristas y autoridades de la época, se presentó el desafío de regular esta nueva actividad económica que abarca todas las ramas del derecho, tanto de orden público como privado. Por tanto, se hizo necesario que la autoridad proporcionara una regulación eficiente que permitiera que el uso de este nuevo elemento (electricidad) se convirtiera en una actividad proliferante en el país.

Para tal efecto en primer lugar se debe conocer e identificar este nuevo elemento, conocer sus orígenes, su forma de expansión, su impacto en la sociedad y en la vida del derecho. Es este último, el encargado de situarlo dentro de los parámetros legales existentes para determinar su naturaleza con el objeto de crear la normativa adecuada que permita la explotación de dicha actividad.

En Chile, las primeras instalaciones de abastecimiento se llevan a cabo en 1883, año en que se ilumina la plaza de armas y el pasaje Matte de la ciudad de Santiago.

En aquellos años, eran sólo particulares los encargados de la industria, sin embargo, el Estado comienza una tímida regulación en 1904, año en el cual se dicta la Ley N° 1.665 que permitía al Presidente de la República otorgar concesiones para la utilización de bienes públicos y privados para tendidos de líneas eléctricas y fijación de condiciones de seguridad.

Comienza entonces la preocupación por hacer de este Mercado un sector que otorgue beneficios y seguridad a la comunidad.

La regulación, como en todo orden de cosas, no es fácil, como se aprecia de los varios intentos de leyes y cuerpos normativos que pretendieron establecer disposiciones que permitieran un equilibrio entre lo económico, lo jurídico y lo social.

La mejor manera de lograrlo fue dividiendo a este mercado en tres sectores, Generación, Transporte y Distribución.

Para cada uno de ellos otorga las herramientas necesarias para su óptimo desarrollo y lo regula de manera tal que permite que los beneficios de dicha actividad pasen en definitiva a la sociedad.

Sin embargo, la regulación aplicada a dichos sectores no es igual ni homogénea, dado que en uno de estos tres sectores existe una menor



regulación, y como consecuencia de ello, una mayor libertad de actuación para quienes desarrollan la actividad, nos referimos al sector Generación, primer eslabón de esta cadena productiva.

El Sector Generación, en nuestro concepto, es la actividad más importante del Mercado Eléctrico, ya que es allí donde se produce la mayor cantidad de inversiones y es en él donde existe una mayor cantidad de participantes.

Por esta razón, sólo en este sector el legislador ha querido permitir que la actividad desarrollada por particulares se lleve a cabo bajo una política de libertad de decisión de negocios.

Las generadoras son los únicos entes que pueden negociar directamente con una parte de sus clientes las condiciones de calidad e incluso los precios que regirán el contrato de suministro.

Son además, los únicos que pueden decidir acerca del tipo de instalación o central y su combustible, decisión relevante ya que dependiendo del recurso natural, será el monto de la inversión y lo más importante, el costo del suministro, aspecto de gran importancia, según se verá más adelante, ya que el mercado eléctrico opera bajo una política de mínimo costo, prefiriéndose la producción de electricidad de la central que genere energía a menor costo.

Todos estos antecedentes nos han llevado a determinar el objetivo de estas líneas, el cual es, conocer, en primer lugar aquello que nos permitirá comprender de una mejor manera el funcionamiento de este sector, nos

referimos a la electricidad en sí, abocarnos en sus componentes, características, y en definitiva conocer su naturaleza jurídica.

Una vez comprendido ello, es posible conocer sus fuentes, de donde nace, quienes son los encargados de producirla, conocer entonces el sector generación y allí concentrarnos en su funcionamiento, lugar que ocupa dentro del mercado eléctrico, como se relaciona con los otros entes participantes en este mercado, qué autoridades lo regulan y cuales participan en la determinación de calidad, seguridad y precios de suministros. Es nuestro propósito además, conocer la determinación de los distintos precios que existen en este mercado, y trataremos de determinar a través de distintos puntos de vista si esta desregulación propuesta por la autoridad es realmente efectiva.

Como hemos señalado, conocer lo ya narrado se hace absolutamente indispensable no sólo para quienes tienen cierta cercanía con el tema sino para toda persona, ya que:

- La electricidad es un producto de carácter esencial, por tanto conocer sus características, fuentes de creación y su naturaleza jurídica es indispensable para comprender el funcionamiento del mercado eléctrico chileno.
- El sector Generación es el más amplio de este mercado, lo que significa que es foco de atracción para futuros inversionistas.
- El sector generación es el único que opera bajo una política de libre mercado y como consecuencia de ello, son los únicos que pueden negociar directamente con los clientes, incluso determinando el precio del suministro.
- Es de suma importancia conocer la forma de determinación de los precios de la electricidad para comprender como ellos influyen en el costo que deben asumir los consumidores finales.

- La relevancia de este mercado es global, ya que una variación en sus precios, calidad o fallas o interrupciones de suministro traería consecuencias no deseables para toda la economía del país y en especial la familiar.
- Sólo conociendo la actividad de la generación de la energía eléctrica podremos determinar y comprender el tipo de regulación que la autoridad ha creado para este mercado.

Para lograr todos y cada uno de estos objetivos, realizaremos un estudio recopilativo, jurídico y analítico, tratando de mostrar distintos puntos de vista o enfoques respecto del Sector Generación y su sistema de precios.

El trabajo lo hemos dividido en diferentes capítulos. El primero de ellos está dedicado a la Naturaleza Jurídica de la Energía Eléctrica, capítulo indispensable ya que para analizar el funcionamiento de un determinado sector y comprender su sistema de determinación de precios y regulación o libertad dada por la autoridad debemos conocer muy bien el elemento sobre el cual se legisla.

En este capítulo trataremos de ubicar a la electricidad dentro de las clasificaciones que existen en nuestro ordenamiento jurídico, daremos sus características y las consecuencias de ser tratada como el elemento que en definitiva determinemos que es. Todo ello, desde el punto de vista del Derecho Civil y Administrativo.

En un segundo capítulo analizaremos el Mercado Eléctrico chileno, ello con el objeto de determinar el ámbito sobre el cual se genera, distribuye y comercializa la electricidad. Daremos a conocer la evolución del marco normativo que regula esta actividad. Mostraremos el funcionamiento de los tres sectores del mercado eléctrico, las razones de por qué en nuestro país

existen distintos sistemas eléctricos y a qué sector abastece cada uno de ellos. Terminaremos por señalar los órganos o autoridades que participan en este mercado, dando a conocer su labor.

El tercer capítulo está dedicado al Sector Generación. En él se encontrará un análisis del desarrollo empresarial de este sector, lo que es relevante para ir analizando paralelamente el auge económico con la regulación dada por la autoridad. Estudiaremos además la generación de la electricidad, sus distintos tipos de fuentes y como consecuencia de ello, los distintos tipos de centrales existentes, su operación y marco regulatorio.

El cuarto capítulo detalla los principios del sistema tarifario del sector generación. El objetivo de este capítulo es comprender la determinación de los precios, los factores que en ello influyen y los estándares a los cuales se deben fijar.

Los capítulos quinto, sexto y séptimo están dedicados a los distintos precios que existen en los diferentes mercados en los cuales puede participar una empresa generadora, de este modo tenemos:

- Capítulo Quinto: Precio de Nudo, Mercado con las empresas Distribuidoras.
- Capítulo Sexto: Precio Libre, Mercado con los grandes consumidores.
- Capítulo Séptimo: Precio Spot, Transferencia de energía entre generadoras.

En cada capítulo se da a conocer en qué consiste cada mercado, como se determina el precio y la relevancia de ello.

El capítulo octavo, está dedicado a las Barreras a la Inversión que presenta este sector. Ello con el objeto de mostrar la otra cara de este sector, es decir, no solo establecer aquello que lo hace atractivo a los inversionistas sino además mostrar aquello que es preciso estudiar antes de decidir en qué, como y cuanto invertir.

Finalmente se encuentran las conclusiones, lugar dedicado a la reflexión sobre los logros de la investigación.

# CAPITULO I

## NATURALEZA JURIDICA DE LA ELECTRICIDAD

### 1.1 ELECTRICIDAD

Desde el nacimiento de la electricidad, ésta ha ocupado un papel primordial en la vida del hombre, tanto es así, que gracias a ella se han logrado avances en los distintos ámbitos de la vida del ser humano, como en la ciencia, tecnología, comunicaciones y en general, en el quehacer diario.

Dada la importancia y relevancia desde su inicio, este elemento, ha pasado a formar parte esencial en la vida del derecho, o mejor dicho, ha sido el derecho el que ha tenido un papel primordial en su regulación.

En este sentido, el derecho se ha ocupado de establecer una normativa adecuada para su correcta producción, comercialización y consumo, utilizando para ello, normas especiales y principios del ordenamiento jurídico vigente. A este respecto, el jurista abogado, Eustaquio Pilon<sup>1</sup>, ya a principios del siglo XX señalaba: *“Desde el día en que la electricidad salió del recinto cerrado de los laboratorios para entrar en la vía de las aplicaciones prácticas, sobretudo desde el día en que se fundaron sociedades para explotarla y especialmente para transportar distancias, muchas veces lejanas, la corriente necesaria para encender una lámpara o activar un motor, desde ese día, decimos, al lado del problema físico de la electricidad, apareció el problema jurídico de*

---

<sup>1</sup> Pilon, Eustaquio, “Revista de Derecho y Jurisprudencia”, Tomo I, 1904, p.137 y ss.

*la electricidad, porque el jurisconsulto se vio envuelto en innumerables dificultades de orden administrativo, penal, comercial y civil”.*

Este autor nos muestra claramente la importancia de la regulación en torno a toda creación o invención del hombre, y es precisamente allí donde juega un trascendente el derecho, pues, el legislador debe ocuparse de identificarlo y clasificarlo de acuerdo a los estándares legales ya existentes o crear nuevas normas para lograr una correcta regulación en favor de su óptima utilización.

Podemos ver así, que desde aquella época, a poco andar del inicio del desarrollo eléctrico a nivel masivo en el mundo, este autor y el Derecho en general comenzaban a plantearse este problema, previendo de alguna manera el gran desarrollo que tendría este campo jurídico en el futuro. Por esta razón, hemos decidido comenzar nuestro estudio analizando la electricidad desde un punto de vista jurídico, haciendo una descripción de sus elementos configuradores, sus características y naturaleza jurídica a fin de precisar las particularidades que presenta ésta como objeto del contrato que celebran las empresas encargadas de su producción (empresas generadoras) y sus clientes, y así también ver más adelante cómo en el mundo y también en Chile se produjeron discusiones y distintas posiciones al respecto.

## **1.2 ELECTRICIDAD Y SUS COMPONENTES**

Desde el punto de vista físico, la electricidad es un fenómeno natural que dice relación con el movimiento de cargas eléctricas, y está compuesta por electrones (negativos) y protones (positivos), que normalmente se neutralizan.

La energía eléctrica esta compuesta por dos elementos: **Energía**, que es toda causa capaz de transformarse en trabajo. Es el uso de la potencia en el tiempo, es una propiedad de todo cuerpo o sistema material en virtud de la cual éste puede transformarse, modificando su estado o posición, así como actuar sobre otros originando en ellos procesos de transformación, y **Potencia**, que es la propiedad que tiene una maquina o aparato eléctrico de efectuar un trabajo en unidad de tiempo. Se mide en vatios. Potencia conectada es la máxima capacidad de una maquina para utilizar o entregar energía a un sistema. Existen dos tipos de potencia, y en consecuencia de energía, la **Activa y la Reactiva**. La primera es necesaria para alimentar cargas eléctricas de carácter resistivo y se mide en Watts: es la que ejecuta un trabajo. La segunda, se consume o produce para aquellos elementos que tienen características inductivas y capacitivas: es una medida de potencia adicional que requiere un sistema eléctrico durante un tiempo dado para transportar una energía oscilante entre fuente y carga, que resulta del ángulo entre voltaje y corriente, es decir, es un campo magnético necesario para que el eje de los motores pueda girar.

Estando ya identificado el elemento objeto de análisis, es preciso abordar su tratamiento jurídico con el fin de determinar la naturaleza jurídica de la electricidad, para ello, en primer lugar se realizará un análisis desde el punto de vista del derecho civil.



## **1.3 TRATAMIENTO DE LAS COSAS Y BIENES DEL PUNTO DE VISTA DEL DERECHO CIVIL**

### **1.3.1 DISTINCION ENTRE COSA Y BIEN**

Las cosas y los bienes son conceptos que están muy ligados entre sí, sin embargo, no es posible señalar que entre ambos existe una absoluta identidad, por cuanto, para que las cosas adquieran la calidad de bienes, deben cumplir con el requisito de "posibilidad de apropiación". De esta manera, cosa es todo aquello que tiene existencia en sus distintas formas, sea corporal o espiritual, natural o artificial, real o abstracta. Los bienes, en cambio, son cosas que prestan utilidad para el hombre y son, susceptibles de apropiación.

Existe por tanto, entre estos dos conceptos una relación de género a especie, siendo la expresión cosa el género y los bienes, una de sus especies.

### **1.3.2 LOS BIENES Y SU CLASIFICACION**

Los bienes, tal como lo expresa el Código Civil en su artículo 565, consisten en cosas, las que pueden ser tanto corporales como incorporales.

Las corporales, son aquellas que gozan de existencia física, y que "*pueden ser percibidas por los sentidos*"<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Código Civil, artículo 565 inciso segundo.

Las incorporeales, en cambio, consisten en meros derechos y tienen una existencia abstracta, pero que *"representan para el hombre un valor patrimonial, un valor apreciable en dinero"*<sup>3</sup>. *"Estas cosas incorporeales son derechos reales o personales"*<sup>4</sup>.

De otro punto de vista, las cosas pueden clasificarse en *muebles o inmuebles*, esta clasificación reposa en el hecho de que ciertas cosas pueden transportarse de un lugar a otro sin cambiar de naturaleza y otras no.

Los bienes muebles según el artículo 567 del Código Civil *"son aquellas que pueden transportarse de un lugar a otro, sea moviéndose ellas a sí mismas, como los animales, (que por eso se llaman semovientes), sea que sólo se muevan por una fuerza externa, como las cosas inanimadas"*.

Los inmuebles, en cambio, según lo dispone el artículo 568 del Código Civil, *"son aquellas que no pueden transportarse de un lugar a otro; como las tierras y minas, y las que adhieren permanentemente a ellas, como los edificios, los árboles"*.

Esta clasificación no es absoluta, pues el legislador ha considerado necesario, atendiendo a la utilización económica de las cosas, señalar que hay cosas que siendo muebles se reputan inmuebles por su destinación permanente al uso, cultivo o beneficio de un inmueble<sup>5</sup>. Y hay otras, que siendo inmuebles por naturaleza o por destinación, pueden reputarse muebles para efectos de constituir derechos a favor de terceros<sup>6</sup>.

---

<sup>3</sup> Claro Solar, Luis, *"Revista de Derecho y Jurisprudencia"*, tomo XIX, pág. 18.

<sup>4</sup> Código Civil, artículo 576.

<sup>5</sup> Código civil, artículos 567 inciso segundo, 570 y 572.

<sup>6</sup> Código civil, artículo 571.

Además de ésta, las cosas admiten una serie de otras clasificaciones, de esta manera, atendiendo a su poder liberatorio las cosas pueden ser fungibles o no fungibles. Si se destruyen o desaparecen a su primer uso, se puede hablar de cosas consumibles o no consumibles. Dependiendo de si tienen existencia propia o es necesario otros bienes para su existencia se clasifican en principales y accesorios. Atendiendo a si pueden ser susceptibles de fracción, hablamos de cosas divisibles e indivisibles. Según si están o no dentro del comercio humano, las cosas pueden ser comerciables o no comerciables. De otro modo, dependiendo de si existen o no al momento de celebrarse el contrato que recae sobre ellos, se distingue entre cosas presentes y futuras. Dependiendo si constituyen una unidad o se compone de varias cosas que no tienen entre sí una conexión física pero que forman un todo funcional, se clasifican en singulares y universales. Finalmente, atendiendo a la uniformidad de su estructura y a si admiten divisiones en partes que adquieran propia individualidad, se clasifican en simples y compuestas.

Tal como ha señalado Eustaquio Pilón<sup>7</sup> “... *apareció el problema jurídico de la electricidad, porque el jurisconsulto se vio envuelto en innumerables dificultades de orden administrativo, penal, comercial y civil*”.

Ahora bien, el determinar la naturaleza jurídica de la electricidad es precisamente una dificultad de tipo civil, por esta razón, hemos querido dar a conocer la clasificación de las cosas desde un punto de vista jurídico, para determinar cómo la electricidad se enmarca dentro de ellas, es decir, a

---

<sup>7</sup> Pilón, Eustaquio, Op Cit.

partir de modelos y parámetros existentes obtendremos las características principales de este elemento.

#### **1.4 NATURALEZA JURÍDICA DE LA ELECTRICIDAD:**

Diversas opiniones han surgido en relación con la naturaleza jurídica de la electricidad, ya que ésta presenta características propias de un bien, pero por otra parte presenta también varios rasgos que nos pueden llevar a señalar que ella forma parte de un servicio.

##### **1.4.1 LA ELECTRICIDAD COMO BIEN**

Dado que la electricidad presta gran utilidad para el hombre, no es posible señalar que solo se trata de una cosa, sino que pertenece a una de sus especies, *un bien*.

Es sabido por todos que la electricidad es el motor del desarrollo, es la base de las nuevas tecnologías, es insumo de un sinnúmero de actividades productivas, es indispensable para la actividad económica, en fin, es indiscutiblemente necesaria para la vida humana.

Es por tanto, un bien, en el sentido jurídico de la palabra, ya que no puede desconocerse que la electricidad producida, transportada, transformada para adaptarla al consumo y finalmente puesta a disposición del público, reúne las características de todo bien, esto es, ser susceptible de apropiación cuando se presenta en la forma de producto industrial, perceptible por los sentidos,

transportable, y prestar utilidad al hombre. Representa además, un valor netamente económico y constituye por ello, un bien patrimonial apreciable en dinero.

Ya en 1898, la Corte de Casación de Roma, en sentencia de 13 de Julio señalaba: *"Desde que el hombre, por medio de los esfuerzos y gracias a la inversión de capitales de consideración, ha llegado a producir esta forma especial de fuerza llamada electricidad; si la aprisiona en alambres y sutiles hilos metálicos para formar una corriente productiva de los indicados efectos; si hace transmisible y transportable de un lugar a otro sus chispas y sus vibraciones, tal electricidad se produce a título exclusivo y el producto que de ella resulta forma parte legítima de su patrimonio mueble"*.<sup>8</sup>

Por su parte, la Corte de Casación de Francia, en sentencia de 03 de Agosto de 1912<sup>9</sup> señala que *"la electricidad, entregada por el que la produce al abonado que la recibe para utilizarla, pasa por efecto de una transmisión que puede ser materialmente comprobada, de la posesión del primero a la del segundo; y en consecuencia, debe ser considerada como una cosa"*.<sup>10</sup>

En nuestro país, la Corte de Apelaciones de Talca, en sentencia de 07 de Septiembre de 1920 ha señalado que *"La electricidad, considerada no en el estado latente en que se encuentra en la naturaleza, sino como el producto industrial de una empresa de alumbrado, o sea, como el resultado de los esfuerzos o el trabajo del hombre para desarrollarla y transformarla en*

---

<sup>8</sup> Claro Solar, Luis, "Revista de Derecho y Jurisprudencia", tomo XIX, pág. 19.

<sup>9</sup> Idem a nota 8.

<sup>10</sup> Este fallo, ha utilizado la expresión "cosa", refiriéndose solo al género, sin embargo, debemos entender que se refiere a la especie "bien".

*energía utilizable, es una cosa mueble susceptible de ser apropiada y transferida”.*<sup>11</sup>

La electricidad es, por tanto, un bien mueble, posible de transportar, sea por medio de cables, y aún sin la ayuda de un conductor sólido. Es además, perceptible por los sentidos, particularmente, sensible al tacto, posee existencia objetiva, pues no se trata de una mera abstracción que solo tiene existencia intelectual como ocurre con las cosas incorpóreas. Es además, susceptible de medición y su consumo puede registrarse por medidores destinados a este efecto.

Es un bien consumible; esto se puede apreciar en el sector de los clientes finales, (sector que será analizado más adelante), ya que la energía eléctrica es en este sector donde jurídicamente desaparece, pues no sigue su curso de transporte agotándose según sus distintas formas de uso, no siendo restituida al proveedor después de su consumo.

La energía eléctrica es un bien fungible, ya que para el usuario o cliente final es absolutamente indiferente quien produjo dicha energía; lo que es relevante para el usuario es que la energía llegue a él y que sea de óptima calidad. Esta cualidad se presenta con claridad en el interior del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)<sup>12</sup>, donde la fungibilidad se aprecia en el hecho de que no importa quien produce la energía al momento de despacho, sino lo

---

<sup>11</sup> *Vodanovic, Antonio; Alessandri, Arturo; Somarriva, Manuel. "Los bienes y los derechos reales", 3ª ed., Editorial Nascimento, Santiago, 1974. pág. 12.*

<sup>12</sup> Organismo encargado de coordinar la operación del conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico que operan en sincronismo, de modo que el costo de abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible para el sistema, compatible con una seguridad prefijada. (DFL N° 1, artículo 150 letra d).

que interesa es su menor costo, ya que en nuestro sistema con su modalidad de operación de despacho a mínimo costo no siempre el que inyecta la energía es el que la comercializa pues la orden de despacho va a depender de su costo de producción, cumpliendo así con el mandato contenido en el artículo 81 DFL N°1 que exige una interconexión para fines de *“preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión”*, todo lo cual será analizado en los próximos capítulos.

Esta característica se ve reflejada en un fallo de la Corte Suprema de fecha 04 de Agosto de 1999, el que señala: *“El Presidente de la República aclaró el sentido de las normas legales en lo que se refiere a la calidad del suministro, cuestión que la ley exigía, también, al hacer obligatoria la interconexión, y atendida la naturaleza jurídica de la energía, la que siendo fungible y no almacenable, va a implicar que sólo van a inyectar al sistema eléctrico aquellas generadoras que tienen la autorización del Centro de Despacho Económico de Carga (...)”*<sup>13</sup>.

Es un bien no almacenable, dada las características de la energía eléctrica, de su proceso productivo, de transporte, y por su característica de ser un bien consumible. Como consecuencia de ello, existe simultaneidad entre su producción y la recepción por parte del cliente, es decir la oferta y la demanda se da en un tiempo real, requiriendo de transferencias de último minuto a través de un operador centralizado del sistema, siendo relevante la calidad del suministro en todo momento.

---

<sup>13</sup> Revista de Derecho y Jurisprudencia, tomo XCVI, Mayo a Agosto de 1999, N° 2, Sección 7

Es un bien futuro, a consecuencia de lo señalado anteriormente. Según lo dispone el artículo 1461 del Código Civil, no solo los bienes que existen pueden ser objeto de una declaración de voluntad, sino también los que se espera que existan. Por su parte, el artículo 1813 del mismo cuerpo legal señala que *“la venta de cosas que no existen pero se espera que existan, se entiende hecha bajo la condición de existir, salvo que se exprese lo contrario, o que por la naturaleza del contrato aparezca que se compró la suerte”*.

Por ello, se puede decir que al momento de celebrarse el contrato de suministro de electricidad entre una empresa y su cliente, dicho bien se espera que exista, pues las distintas generadoras producirán energía sólo cuando el CDEC lo ordene, y de no existir la energía eléctrica de ese proveedor, el cliente será abastecido por aquella producida por el sistema.

Es un bien eminentemente comercial, pues interesa a las partes que celebran el contrato la determinación tanto del precio como del bien.

Es un bien transable, pues el productor, en este caso, las empresas generadoras, la crean para comercializarlo, y el consumidor final, la adquiere para satisfacer su necesidad de disponer de ella.

En cuanto a la posibilidad de subsistir por sí misma, existe dificultad en catalogarla como un bien principal o accesorio, esto porque consideramos que la energía es un bien principal si tenemos en cuenta que ella subsiste por sí misma sin la necesidad de otros bienes, pero en cuanto a su finalidad, se puede llegar a decir que es accesorio en el sentido de que ella no es útil por sí sola,



sino que está destinada al uso o beneficio de otros bienes. En definitiva, consideramos que la energía es un bien principal ya que son los otros bienes los que necesitan de ella para subsistir o para prestar utilidad.

Es un bien divisible, tanto material como intelectualmente. Materialmente ya que al dividirse no se destruye su estado normal. Intelectualmente ya que también puede fraccionarse en partes ideales, pudiendo diferentes titulares ejercer derechos sobre ella.

Es un bien singular, pues constituye una unidad, a diferencia de las universalidades que son *“agrupaciones de bienes singulares que no tienen entre sí una conexión física, pero que forma un todo funcional y están relacionados por un vínculo determinado”*<sup>14</sup>.

Es un bien compuesto, ya que estos son *“aquellos formados por dos o más cosas simples unidas, fusionadas o mezcladas que pierden su individualidad en la composición”*<sup>15</sup>, y la energía eléctrica es un bien compuesto por protones y electrones.

#### **1.4.2 CONSECUENCIAS DE SER TRATADA COMO BIEN**

La importancia de determinar la naturaleza jurídica de la energía eléctrica radica en analizar las consecuencias jurídicas y económicas que trae aparejado el hecho de considerar a dicha energía como un bien.

---

<sup>14</sup> Peñailillo, Daniel, *“Los bienes”* Ed. Jurídica de Chile, 3ª Ed. 1997, pág.46.

<sup>15</sup> Peñailillo, Op Cit, pág. 50.

La posición mayoritaria de la doctrina considera a la energía eléctrica como un bien mueble, por tanto, al momento de comercializarla nos encontraremos con que la figura aplicable es un contrato de compraventa de cosa mueble, donde el proveedor contraerá una obligación de dar, lo que es posible dada la naturaleza del objeto del contrato. En este sentido, no se trata de una obligación de hacer como lo han sostenido algunos autores<sup>16</sup>, sino de una obligación de dar, pues el proveedor no se obliga a un hecho, sino que a dar el dominio de la energía, objeto del contrato.

Este bien mueble es el objeto del contrato y, configura además, la materia sobre la cual recae el acuerdo de voluntades, por tanto, debe cumplir con las características generales que contempla nuestro ordenamiento jurídico para tales objetos: debe ser *real, lícita, determinada o determinable, comerciable, singular y no debe pertenecer al comprador*.

El hecho de ser real implica que debe existir al momento de la declaración de voluntad, o esperar que exista, es decir, puede tratarse de una cosa futura, que es aquella que no existe al tiempo del contrato, pero se supone que existirá a posteriori. La celebración de contratos con este tipo de bienes es plenamente válida toda vez que el artículo 1461 del Código Civil señala “*No solo las cosas que existen pueden ser objeto de una declaración de voluntad, sino las que se espera que existan; pero es menester que las unas y las otras sean comerciables y que estén determinadas, a lo menos en cuanto a su género...*”.

Cabe destacar que no por el hecho de no existir la energía al momento del contrato puede llegar a sostenerse que se esté comprando la suerte, pues se

---

<sup>16</sup> Davis, Arturo, *La Compraventa Comercial*”. Tomo II. Ed. Samver, Argentina, 1969, Pág. 169.

está comprando la electricidad que las partes han pactado, es decir, se está comprando un bien futuro, ya que al momento de celebrar el contrato, se espera que exista.

La venta de suerte es aquella en que no obsta que la cosa no llegue a existir para ser válido, es decir, el hecho de que no exista la cosa no influye en la validez del contrato, sólo significa que el comprador puede llegar a experimentar una pérdida en el caso de no llegar a existir la cosa.

Lo anterior es de gran importancia porque en el supuesto de considerar la venta de electricidad como una venta de suerte implica que la obligación de las partes no es condicional como en la venta de cosa futura o que se espera que exista, donde la condición consiste en que la cosa llegue a existir, sino pura y simple de modo que si el cliente contrató con una determinada empresa, una determinada cantidad de electricidad, el hecho de que ella no genere o no despache no obsta a la validez del contrato y sólo traerá como consecuencia la pérdida que debe sufrir el comprador por pagar un precio por un bien que no existió.

Situación que no ocurre en este mercado ya que como se verá mas adelante, si una generadora no despacha, por sus costos, es el CDEC quien deberá determinar qué empresa lo hará de modo que no falte el suministro. Además, de todo el espíritu de la legislación eléctrica se desprende el principio de continuidad y calidad del suministro, situación que hace necesaria la existencia permanente de electricidad.

Se trata además de un bien lícito, pues su comerciabilidad no está prohibida por ley alguna.

La obligación que surge del contrato es una obligación de género, se debe determinar su cantidad, y si ella es incierta en el contrato se debe especificar las reglas para su determinación. Como consecuencia de ello, a los contratos de suministro de energía no se les puede aplicar la “teoría de los riesgos”, ya que ella sólo está contemplada para las obligaciones de especie o cuerpo cierto.

La “Teoría de los riesgos” es aquella encargada de resolver quien debe soportar, en los contratos bilaterales, la pérdida de la especie o cuerpo debido si el deudor no puede cumplir su obligación de entregar la cosa por haberse destruido por un caso fortuito o por fuerza mayor, entendiéndose que el riesgo lo soporta el deudor si, en este supuesto, no puede exigir a la contraparte que cumpla su propia obligación; y, por el contrario, lo soporta el acreedor, si éste, aunque no va a lograr la entrega de la cosa, debe, de todas formas, cumplir su propia obligación.

Los requisitos para que opere esta teoría son:

- Existencia de un contrato bilateral.
- Que la obligación del deudor sea de entregar una especie o cuerpo cierto.
- Que la cosa debida se pierda o destruya totalmente como consecuencia de un caso fortuito o fuerza mayor.

En nuestro país la regla para la aplicación de esta teoría esta dada por el artículo 1550 del Código Civil, el cual señala: *“El riesgo del cuerpo cierto cuya entrega se deba, es siempre a cargo del acreedor; salvo que el deudor se constituya en mora de efectuarla, o que se haya comprometido a entregar una*

*misma cosa a dos o más personas por obligaciones distintas; en cualquiera de estos casos, será a cargo del deudor el riesgo de la cosa, hasta su entrega*". El ámbito de aplicación de esta teoría está restringido sólo a las compraventas y permutas no condicionales<sup>17</sup>

Tiene importancia además para efectos de la aplicación de figuras penales, tales como el hurto o el robo. En este sentido, el artículo 137 del D.F.L N°1 señala: *"El que sustrajere energía eléctrica, directa o indirectamente mediante conexiones clandestinas o fraudulentas, incurrirá en las penas señaladas en el artículo 466 del Código Penal. En los casos de reiteración, se procederá en conformidad a lo prevenido en el artículo 451 del Código"*. Es necesario destacar que este artículo del Código Penal se refiere a las penas de hurtos y robos.

Finalmente, se debe mencionar que el considerar a la energía eléctrica como bien, presenta distintas consecuencias desde el punto de vista de las obligaciones.

Como se ha señalado anteriormente, el hecho de que la energía eléctrica sea mayoritariamente catalogada como bien hace que los contratos que celebren las generadoras con las distribuidoras o con clientes libres, sea un contrato de compraventa, (y no un contrato de arrendamiento de servicios) donde existe obligación de entregar una cantidad determinada de energía a un precio regulado o pactado en relación a la cosa mueble que se espera que exista.

---

<sup>17</sup> Ramos Pazos, Rene, *"De las Obligaciones"*. Ed. Jurídica, pág. 262 y 263.

Las características que presenta este contrato son las siguientes: es principal, bilateral, oneroso, de ejecución sucesiva, conmutativo, real, la obligación que de él nace es una obligación de dar, de entregar un bien, y es además una obligación de género. A ninguna generadora se le puede obligar a entregar la misma energía que ha producido (considerándola como especie o cuerpo cierto). Esto sucede por dos razones:

- a.- Porque la generadora no entrega un bien presente, sino que al momento del contrato, este bien se espera que exista, es decir, se trata de un bien futuro cuya generación no depende de las empresas sino de la orden que dé el CDEC.
- b.- Además, si la generadora se obliga con su cliente a suministrar la energía que ella produjo, existiría un incumplimiento de contrato cada vez que la central no fuera despachada por ser de mayor costo. Cosa que no sucede, dadas las características de la interconexión y el sistema de despacho a menor costo, donde el cliente puede recibir energía de las distintas centrales generadoras que existen y no específicamente de la que contrató.

Por último, de obligarse a ello, se estaría obligando a algo imposible, ya que una vez inyectada la energía al sistema no es posible determinar quien la generó. Esto trae como consecuencia que en caso de déficit de energía, sean las generadoras responsables ante terceros.

### **1.4.3 SERVICIO Y ACTIVIDAD ELECTRICA COMO SERVICIO**

Cuando hablamos de energía eléctrica como servicio y no como bien, nos estamos refiriendo, no a la energía en sí, porque ella no pierde su carácter de bien mueble, sino que por el particular tratamiento que recibe en nuestra ley, nos referimos a la actividad eléctrica, que es diferente a la electricidad.

Si bien queremos dejar en claro que la Energía Eléctrica en sí no puede calificarse como servicio, esto por las innumerables razones dadas para ser considerada como un bien, es preciso señalar que ha existido desde hace mucho tiempo, controversia en torno a como clasificarla. Se ha sostenido por algunos autores que las energías o fuerzas naturales no son bienes por faltar en ellas la naturaleza de objeto corporal. Así lo señalaban ya en 1934 por ejemplo los autores *Enneccerus, Kip y Wolf*, en su “Tratado de Derecho Civil”<sup>18</sup>. Señalaban quienes sostienen esta posición que la energía eléctrica no puede ser calificada como cosa (y por tanto como bien). Según ellos, “*cosas serán los alambres conductores, las instalaciones, etc., pero no la energía que circula a través de ellos, ya que a esta le falta la naturaleza de objeto corporal*”, pues, “*no existe una especial materia eléctrica, un especial fluido eléctrico... la electricidad y respectivamente la corriente eléctrica es sólo un estado de tensión (potencial) o de movimiento de las moléculas de otras cosas que contienen la electricidad o que discurren por ellas*”. No puede calificarse de cosa a la corriente eléctrica, “*por lo menos mientras en ella se vea, como ve todavía la doctrina física corriente, un estado especial de movimiento de las moléculas de otro cuerpo (el hilo conductor, etc.), y no un fluido especial conducido por o sobre este. Cosas serán los alambres conductores, los acumuladores, etc., pero no, además de ellos, la corriente eléctrica como tal,*

---

<sup>18</sup> Enneccerus, Kipp y Wolf, “*Tratado de Derecho Civil*”, Parte General, Volumen I, pag. 459, nota al pie.

*y solamente aquellos serán por consiguiente, objeto posible de hurto, de daños en las cosas, etc.”*<sup>19</sup>

En nuestro país por su parte, también existe controversia para calificar a la Energía Eléctrica como un bien. Esta materia es más bien discutible. Así por ejemplo don Luis Claro Solar señala que *“las dificultades de calificación de estos contratos no puede provenir sino de la naturaleza misma de la electricidad a que se refieren y cuyo suministro es su objeto, jurídicamente considerada, a que alude la Corte de Talca en el considerando primero de su fallo al hacer la distinción que en él se formula entre la electricidad en su estado latente en que se encuentra en la naturaleza, y la electricidad como el producto industrial, resultado de los esfuerzos y del trabajo del hombre para desarrollarla, manipularla y transformarla en energía utilizable”*<sup>20</sup>. También dice que no se ha demostrado con base científica que la electricidad sea una corriente que circula a lo largo de un alambre; los fenómenos eléctricos, señala, consisten en vibraciones extremadamente rápidas del eter que penetra los cuerpos y que constituyen un estado de estos como el sonido, la luz y el calor. Este estado de la materia, al igual que el estado sonoro, caliente o frío, luminoso u oscuro, desde un punto de vista jurídico no puede calificarse de “bien”.

Como se ha señalado anteriormente, la energía eléctrica, en sus procesos de elaboración transporte y distribución presenta características que llevan a pensar que detrás de ellas está la intención de catalogar estas actividades como

---

<sup>19</sup> A. Alessandri y M. Somarriva, *“Los Bienes y los derechos reales”*, ed. Nascimento, 1974, Santiago, Chile.

<sup>20</sup> L. Claro Solar, *“Los contratos sobre suministros de electricidad y dos fallos de la Corte Suprema”*, en RDJ. T.19, 1922, p.17



un servicio, esto principalmente por la característica de esencialidad que presenta la electricidad, es decir, por ser de gran utilidad para el hombre.

A continuación se dará una definición de servicio, características y razones que nos llevan a señalar que la actividad eléctrica es un servicio.

Servicio está definido por el Diccionario de la Real Academia Española de la Lengua como *“La prestación humana que satisface alguna necesidad del hombre que no consiste en la producción de bienes materiales”*.

En este sentido, la actividad eléctrica es claramente un servicio, ya que presenta gran utilidad para el hombre y para las actividades realizadas por él, es por tanto, una actividad que le permite satisfacer varias de sus tantas necesidades.

De acuerdo con este concepto, la prestación humana consistente en la producción de bienes materiales no se considera como servicio. Llevando esta idea al plano que nos interesa, la producción de energía eléctrica no sería una actividad que presente características de tal, sin embargo, se puede señalar que las actividades de generación, distribución y transmisión forman un todo complejo, es decir, no podría ser útil al hombre si no existe una coordinación entre estas actividades; en otro sentido, para que operen de manera satisfactoria para la sociedad estas actividades deben estar relacionadas, es por esta razón que la ley las obliga a una interconexión<sup>21</sup>, lo que se traduce en que deben operar en forma conjunta y manteniendo una coordinación entre ellas para cumplir con la labor encomendada por la ley<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> DFL N° 1, artículo 81.

<sup>22</sup> DFL N° 1, artículo 81..

Nuestra ley eléctrica no le da a estos tres sectores la connotación de servicio público, sino sólo a los sectores Distribución y Transmisión<sup>23</sup>, a los que agrega otro apelativo, refiriéndose a ellos como Servicio Público de Distribución y de Transmisión respectivamente. Para determinar el por qué de ello, es preciso en primer lugar referirse al concepto de servicio público y sus características.

### **A.- SERVICIO PÚBLICO**

El Servicio Público, como concepto jurídico nace en Francia, a comienzos del siglo XIX, para caracterizar una actividad de determinada naturaleza realizada por la Administración.

El artículo 28 de La Ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, define a los Servicios Públicos en los siguientes términos:

*“Los servicios públicos son órganos administrativos encargados de satisfacer necesidades colectivas, de manera regular y continua. Están sometidos a la dependencia o supervigilancia del Presidente de la República a través de los respectivos ministerios, cuyas políticas, planes y programas les corresponderá aplicar, sin perjuicio de lo dispuesto en los Artículos 22, inciso tercero, y 30. ”.*

---

<sup>23</sup> Recordemos que antes de la Ley 19.940 de 2004 (Ley Corta), sólo el sector Distribución era considerado como servicio público, y que con la dictación de esta ley, el sector transmisión adquirió también esta categoría.

Al respecto, el profesor Carlos Carmona, en el texto “La Actividad Prestacional o de Servicio Público”<sup>24</sup> establece algunos elementos configuradores del Servicio Público al señalar que la actividad administrativa de prestación es aquella por la cual la administración, sin limitar ni incentivar la actividad privada, satisface directamente una necesidad pública mediante la prestación de un servicio a los administrados. Además, esta actividad que satisface necesidades públicas no necesita tener significación económica y, se presta conforme a un régimen especial.

El Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería<sup>25</sup> (en adelante DFL N°1 o Ley Eléctrica) por su parte establece en su artículo 7° que *“Es servicio público eléctrico el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros. Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público.*

*Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.”* Con ello deja expresamente excluido al sector de Generación de la categoría de Servicio Público, según lo señala el artículo 8 del DFL N° 1.

## **B. ELEMENTOS DEL SERVICIO PÚBLICO**

---

<sup>24</sup> Carmona, Carlos. Apunte de clases, cátedra de Derecho Administrativo, Universidad de Chile.

<sup>25</sup> “Ley General de Servicios Eléctricos”, en materia de energía eléctrica, DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería.

Los elementos constitutivos de un servicio público son los siguientes:

*Necesidad Pública*, la que debe satisfacerse en forma continua y regular. Está compuesto además por *Bienes*, ya que son necesarios para atender las necesidades de la colectividad, y un *Régimen Jurídico Especial*, que es su principal característica ya que no puede estar sujeto simplemente a las reglas de derecho común que rigen a los particulares.

### **C. ACTIVIDAD ELECTRICA COMO SERVICIO PUBLICO**

Cuando hablamos de actividad eléctrica como servicio público nos estamos refiriendo al particular tratamiento que recibe en nuestra ley el suministro eléctrico, ya que nuestro Sistema Eléctrico y las normas que lo regulan se basan en un modelo de prestación de servicios que se lleva a cabo a través de empresas que operan tanto en mercados competitivos como en segmentos no competitivos sometidos a regulación de precios y de calidad de suministro.

A este respecto, el artículo 7 del DFL N° 1 se refiere a la actividad que efectúa una empresa concesionaria de Distribución, y también al transporte de electricidad calificándolas como “Servicio Público Eléctrico”, sin embargo, es preciso señalar que la Corte Suprema, conociendo del recurso de protección en la causa Rol N° 3857 – 98 define como servicio público tanto a la generación como a la transmisión y a la distribución. A este respecto allí señala: “*La generación, transporte y distribución de energía eléctrica es una*

*actividad económica cuya característica es la de ser servicio público y como tal se rige por normas de derecho público y no de civil (...)*<sup>26</sup>”.

En este contexto puede sostenerse que la Energía Eléctrica como servicio que realizan los distintos sectores del mercado eléctrico, presenta varias de las características de un servicio público en general, así por ejemplo es una actividad de interés general pues permite el desarrollo integral del país; es una actividad sometida a una normativa de carácter público como lo son el DFL N° 1 y el Decreto Supremo N° 327<sup>27</sup>. Por otra parte, la prestación que realiza un servicio público tiene características bien definidas, como por ejemplo la retribución en dinero y no en especies; las prestaciones que deben ser periódicas y tener un carácter sistemático y con un propósito determinado<sup>28</sup>

Si tomamos estas características, podemos ver que ellas están presentes en la actividad de Distribución y Transmisión Eléctrica, ya que existe una retribución en dinero de parte de los clientes a la empresa distribuidora y a la transmisora a cambio de un servicio prestado, este servicio se presta en forma continua e ininterrumpida, y su propósito, definido en la ley, es suministrar energía a los clientes finales.

Otras características que pueden señalarse respecto de los servicios públicos en general y que se encuentran en la “Distribución” y “Transmisión” son, por ejemplo, que no son toda actividad realizada por el Estado, que esta actividad prestacional debe satisfacer las necesidades de la comunidad, por tanto deben

---

<sup>26</sup> Este fallo trajo varias consecuencias las que se analizarán más adelante.

<sup>27</sup> “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de Diciembre de 1997.

<sup>28</sup> C. Carmona, Op Cit.

realizarse ininterrumpida y efectivamente; requieren de la intervención del legislador, es decir, no puede haber más servicios públicos que los expresamente establecidos por ley; y, el Servicio Público se presta conforme a un régimen especial, y en el caso de la Energía Eléctrica este régimen está dado por el DFL N° 1 de 1982 y por el DS. N° 327 de 1997.

El hecho de considerar como un servicio a las prestaciones de los tres sectores del mercado eléctrico, trae las siguientes consecuencias:

La operación del sistema eléctrico nacional regido por un sistema en base a las concesiones de servicios públicos, hace necesaria la participación de la autoridad, por tanto, es el Estado el encargado de mantener un control técnico, administrativo y normativo del sector y de las empresas que en él actúan, esto, para evitar abusos contractuales y proteger los intereses de la comunidad.

El fallo de la Corte Suprema anteriormente citado, ha señalado que los tres sectores del mercado eléctrico deben ser considerados como servicios públicos, agregando que se regirán por normas de derecho público y no de derecho civil. Creemos que esto no es tan acertado, ya que toda la actividad eléctrica se regirá tanto por normas de derecho público como por normas de derecho privado; a este respecto cabe señalar que en este mercado existe la posibilidad de celebrar contratos en forma libre, es decir, en ellos regirá la voluntad de las partes, principio que es aplicado en el ámbito del derecho privado y no del derecho público.

El considerarse como servicio público implica además el cumplimiento de una serie de obligaciones que impone la ley, por ejemplo, la distribuidora, en su

calidad de servicio público, está obligada por mandato de la ley a dar suministro a todo el que lo solicite dentro de su área de concesión.

Así también, la transmisora opera bajo una política de libre acceso, es decir, todo propietario de líneas eléctricas debe permitir el uso de todas sus instalaciones, sean postes, torres u otras; obligación que está impuesta por la ley<sup>29</sup>.

Por mandato legal, los sectores eléctricos se obligan además a preservar la seguridad del servicio, a garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y a garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Respecto de los servicios regulados, existe obligación de cobrar sólo las tarifas fijadas en el proceso tarifario respectivo.

El catalogar la actividad eléctrica como un servicio implica para el concesionario del servicio público la obligación de cumplir con los términos en que se ha dado la concesión y la obligación de indemnizar a los afectados por las servidumbres originadas por las instalaciones eléctricas.

Además significa para el concesionario de servicio público, el goce de ciertos derechos que la ley establece, como por ejemplo, derecho a imponer servidumbres, a usar bienes nacionales de uso público, a ejercer y explotar la actividad, a cobrar la tarifa legal, derecho a cobrar aportes financieros

---

<sup>29</sup> DFL N° 1, Artículo 51.

reembolsables, derecho a que se le defina una tarifa de conformidad al procedimiento legal de determinación de las mismas, entre otras.

## **CAPÍTULO II**

### **MERCADO ELECTRICO CHILENO**

Teniendo ya definido el objeto del contrato, nuestra atención se debe concentrar en el ámbito sobre el cual se genera, distribuye y comercializa la energía eléctrica.

Se procederá, antes de abocar nuestro estudio del Sector Generación y su sistema de precios, a realizar una breve exposición sobre el Mercado Eléctrico chileno con el objeto de comprender su funcionamiento, conocer sus características y determinar los agentes que participan en este importante sector económico de nuestro país.

#### **2.1 DESARROLLO DEL MARCO JURÍDICO DEL MERCADO ELÉCTRICO**

El mercado eléctrico chileno está estructurado sobre la base de una normativa que le ha dado fuerte impulso en los últimos veinte años.

Si bien al comienzo el desarrollo del sector fue llevado a cabo por particulares, el Estado comenzó su regulación muy tímidamente el año 1904 con la dictación de la Ley N° 1.665 que permitía al Presidente de la República



otorgar concesiones para la utilización de bienes públicos y privados para tendidos de líneas eléctricas y fijación de condiciones de seguridad.

El año 1925 se promulga el Decreto Ley N° 252 con el cual entra en vigencia la primera “Ley General de Servicios Eléctricos”, estableciendo criterios de tarificación, reglamentando el otorgamiento de concesiones y derechos de agua para la generación y transmisión de electricidad, regulando servidumbres eléctricas y estableciendo el primer criterio para fijación de tarifas.

En 1931 se dicta la segunda Ley General de Servicios Eléctricos, mediante el DFL N° 244, donde se acrecienta el rol del Estado, a la vez que se aminora el de los concesionarios, imponiendo un mayor control de las empresas que operan en el sector. Con esta ley se produce un desincentivo a la inversión privada.

El año 1940 la situación cambia, asumiendo el Estado un rol más activo, pues se convierte en el principal inversionista en el sector Generación y Transmisión, se fijan tarifas relativamente bajas, haciéndose urgente la dictación de normas para la determinación de tarifas óptimas.

En 1942 la Corporación de Fomento de la Producción, CORFO, detalla la forma de llevar adelante el Plan de Electrificación del País, el que contemplaba un desarrollo por etapas. La primera etapa estaba destinada al desarrollo aislado de las diferentes zonas del país; una segunda etapa de interconexión entre zonas. Aquí se construyen centrales generadoras de mayor tamaño. Las interconexiones se realizan en alta tensión, evitando consumos intermedios. Finalmente, en una tercera etapa se contempla el Sistema

Interconectado y se establece para su operación un despacho de carga único y centralizado.

En 1959 se dicta la tercera Ley General de Servicios Eléctricos, a través del DFL N° 4, creando una “Comisión de Tarifas”, lo que permitió la incorporación de criterios objetivos en la fijación tarifaria. En 1966 a través de la ley N°16.464 las tarifas quedan sujetas a la aprobación del Ministerio de Economía.

En 1971 se produce un congelamiento de tarifas, producto de lo cual (además de una elevada inflación) se produjeron grandes déficit operacionales y desfinanciamiento de las empresas del sector.

A fines de 1978 la regulación de todo el sector estaba en manos de ENDESA<sup>30</sup>, que establecía las normas de operación, estándares de calidad de servicio y hacía las propuestas tarifarias. Además de ENDESA, participaban otros órganos del Estado como la “Dirección de Electricidad” y el Ministerio de Economía que aprobaba las tarifas.

En 1978 con la creación de la Comisión Nacional de Energía<sup>31</sup> se sientan las bases para una serie de cambios que comienzan a materializarse a partir de 1980. En esta década comienza un proceso de privatizaciones, previo “saneamiento financiero” de las empresas. Con ello se buscaba separar el rol del Estado en cuanto Empresario y en cuanto Ente Regulador, además de abrir

---

<sup>30</sup> ENDESA fue creado el 1º de Diciembre de 1943 como una Sociedad Anónima filial de CORFO, con el objeto de realizar el plan de electrificación del país, incluyendo Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica.

<sup>31</sup> Este organismo esta definido en el capítulo II, donde se detalla su labor y actual composición.

la posibilidad de competencia e introducir el concepto de eficiencia en la fijación de tarifas, entre otros objetivos.

En 1982, el Ministerio de Minería dicta el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, normativa que fija las bases de eficiencia económica que rigen al sistema eléctrico actual. Este cuerpo normativo fue preparado por la Comisión Nacional de Energía, y se hace aplicable a todas las empresas del sector eléctrico, sin perjuicio de su régimen de propiedad. Busca además la promoción de la competencia a nivel Generación y la regulación de actividades de Transmisión y Distribución. Con ello se establecen mecanismos de fijación de precios además de las funciones de regulación a cargo del Estado.

Esta nueva normativa aplicable al mercado eléctrico es innovadora en varios aspectos: En ella se diferencian claramente los tres sectores de este mercado, generación, transmisión y distribución, estableciendo derechos y obligaciones para cada empresa que los integra, crea un diseño tarifario basado en el Costo Marginal, establece una participación activa por parte del Estado, reposa sobre el principio de “Óptimo Económico”, es decir, busca que la energía eléctrica se produzca al mínimo costo. Además, las últimas modificaciones a la normativa tienden a una mayor autonomía de este sector, ya que se permite que la generadora que entrega suministro a clientes regulados pueda convenir con ellos aumentos o reducciones temporales de su consumo. Se establecen normas para la distribución y transmisión de fuerte sentido monopólico, se crean órganos de control y de coordinación como el Centro de Despacho

Económico de Carga<sup>32</sup>, CDEC, se garantiza la disponibilidad de energía, fortalece el concepto de servicio público, radicándolo sólo en el sector distribución. Por otra parte regula la producción, transporte y distribución, concesiones, precios, servidumbres, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, maquinarias e instrumentos, y las relaciones entre empresas con el Estado y con particulares.

El constante avance y crecimiento del mercado eléctrico ha hecho necesaria la existencia de normas claras y eficientes acordes a las necesidades de los agentes del mercado como de nuevos inversionistas, permitiendo con ello la ejecución de grandes proyectos, por ello se exige una constante renovación de sus normas y la creación de otras de manera de lograr una normativa que regule los aspectos necesarios para un óptimo funcionamiento del mercado eléctrico.

Es así como en el año 1985 se dictó la Ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, ente descentralizado que se relaciona con el gobierno por intermedio del Ministerio de Economía cuyo propósito básico es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad; verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas y que las operaciones y uso de los recursos energéticos no constituyan

---

<sup>32</sup> La definición, características, funciones y composición de este organismo están tratadas en el capítulo II.

peligro para las personas o cosas. La ley incluye funciones y composición de este ente.

Ese mismo año se dicta el Reglamento Eléctrico contenido en el Decreto Supremo N° 6 de Minería de 1985 que, entre otras materias, reguló la operación y coordinación del sistema eléctrico por intermedio del CDEC.

En el año 1990 se introdujeron modificaciones al DFL N°1, oportunidad en que se innovó respecto a los conceptos y reglas relativas a los pagos de peajes al sistema de transmisión, definiéndolos como una renta necesaria para completar los ingresos de propiedad de los medios de transporte no cubierta por los ingresos tarifarios marginalistas.

En ese mismo año, se dicta la ley N°18.959 que introdujo cambios al artículo 99 N° 2 del DFL N° 1<sup>33</sup> y crea el artículo 99 bis, el cual regula las responsabilidades de las empresas generadoras, en caso de fallas en el suministro por motivos de fuerza mayor o caso fortuito.

Antes de la existencia de este artículo (99 bis), no existía norma alguna que limitara la aplicación del caso fortuito y la fuerza mayor. ¿Qué normas se aplicaban entonces? Sencillamente las de derecho común, según las cuales el caso fortuito o fuerza mayor es un eximente de responsabilidad, tal como lo consagran los artículos 1547 y 1670 del Código Civil.

---

<sup>33</sup> Este tema se refiere al cálculo del precio de nudo, todo lo cual será analizado en capítulos posteriores.

Con esta ley se eliminó la causal de “fallas prolongadas de centrales térmicas” como evento de caso fortuito, haciendo responsables a las generadoras, quienes debían indemnizar a los usuarios a todo evento. Además, se establecieron requisitos adicionales para que la sequía fuese considerada caso fortuito, de este modo, la sequía sólo constituía caso fortuito o fuerza mayor en situaciones extremas, previa dictación de un decreto de racionamiento<sup>34</sup> y limitando su aplicación únicamente respecto de aquellos escenarios no previstos en los modelos de tarificación de precios de nudo.

Para comprender mejor esta situación es necesario tener presente que:

Caso fortuito o fuerza mayor, según el artículo 45 del Código Civil “*es el imprevisto al que no es posible resistir*”. De esta definición se pueden extraer los requisitos necesarios para estar en presencia de un hecho de esta naturaleza:

1. Imprevisto: es decir, que no hay manera de prever su ocurrencia.
2. Irresistible: que sea imposible evitar su ocurrencia, situación que impide al deudor bajo todo respecto o circunstancia cumplir su obligación.
3. Inimputable: que no haya sido desencadenado por hecho propio, que sea un hecho ajeno al deudor.

La sequía no es en sí misma un caso fortuito ya que en los períodos de escasez de agua (situación frecuente en nuestro país) se puede generar energía hidroeléctrica o bien sustituirla mediante la producción de otras generadoras como una termoeléctrica.

Sin embargo, la norma señala que en caso de sequía prolongada y cuando sea necesaria la dictación por parte de la autoridad de un decreto de

---

<sup>34</sup> Este Decreto de Racionamiento será tratado en capítulos siguientes.

racionamiento, el evento de la sequía, por su magnitud y efectos, se convierte en un caso fortuito ya que sólo en este caso no es posible prever o conocer con antelación las consecuencias que este fenómeno puede traer para el país y para la generación eléctrica.

Muchas controversias surgieron con esta nueva disposición, incluso fue acogido por la Corte Suprema un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad en contra de dicho precepto por considerar que vulneraba lo dispuesto en los artículos 19 N° 22 y 24 y artículo 73 de la Constitución Política<sup>35</sup>, artículos que tratan respectivamente sobre la no discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica<sup>36</sup>.

Por otra parte, este artículo 99 bis indirectamente exigía a las empresas generadoras cien por ciento de seguridad en el servicio, situación que hacía procedente un alza en los precios acorde con el nivel de seguridad exigido<sup>37</sup>, situación nada ventajosa para la economía del país.

Distintas situaciones de suspensión de suministro de electricidad sufridos por el país, (III a X región el 01 de Mayo de 1997, el 13 de Octubre del mismo año y otros sufridos en 1998 y 1999 en la I y II regiones), hicieron que

---

<sup>35</sup> Revista de Derecho y Jurisprudencia, tomo LXXXIX, 1992 N° 3 Septiembre-diciembre, sección 5.

<sup>36</sup> A este respecto, los considerandos N° 18 y 19 del recurso contenido en la revista de derecho y jurisprudencia tomo LXXXIX, 1992 N° 3 Septiembre-Diciembre, sección 5, señalan que el artículo 99 bis del DFL N° 1, vulnera la garantía constitucional del artículo 19 N° 22 de la Constitución Política porque discrimina en el proceso de producción, distribución, consumo de la energía eléctrica en desmedro del generador y porque impone a este último a este último un gravamen que pugna con el sentido de equidad que debe orientar la relación jurídica de una determinada actividad productiva.

<sup>37</sup> Toda operación del sistema eléctrico descansa sobre la base de tres principios fundamentales que están mencionados en el artículo 81 del DFL N° 1, uno de ellos es la mantención de seguridad del servicio. Estos principios serán analizados en capítulos siguientes.

surgiera una preocupación por establecer un marco regulatorio que permitiera una eficiente operación de los sistemas eléctricos.

Fue así como el 11 de noviembre de 1997 fue publicado el Decreto Supremo N° 327 de Minería que derogó el Decreto Supremo N° 6 de 1985 y que establece el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, que aborda con mayor amplitud los aspectos técnicos, operacionales y de funcionamiento del mercado eléctrico, es decir, este reglamento consagró distintas normas que implicaron un avance y perfeccionamiento significativo del marco regulatorio existente en nuestro país.

Las principales innovaciones de este Decreto son<sup>38</sup>:

- Este reglamento hace un análisis descriptivo precisando las obligaciones del concesionario de distribución y de las que emanan de la interconexión<sup>39</sup> a un sistema eléctrico, para generadoras, transmisores y distribuidores.
- Este reglamento significó un avance significativo en materia de calidad de servicio y suministro, ya que esta norma viene a definir, conjuntamente con el DFL N° 1, el concepto de “calidad de servicio”<sup>40</sup>.
- Reestructura los CDEC, lo que conlleva un mejoramiento en el cumplimiento de sus funciones, más transparencia y acceso a información.

---

<sup>38</sup> Mensaje de S.E. el Vicepresidente de la República con el que se modifica un proyecto de ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y combustible y el DFL N° 1, de 1982, de Minería, ley general de servicios eléctricos, con objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector. Boletín N° 2279-08.

<sup>39</sup> La interconexión será tratada en el capítulo II, el que está dedicado al funcionamiento del Mercado Eléctrico.

<sup>40</sup> El artículo 222 del D.S N° 327 define calidad de servicio como 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. Por su parte, el artículo 150 letra u) del DFL N° 1 señala que calidad de servicio es un atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicios comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.



Con la dictación de este Decreto Supremo se puede decir que se cierra el círculo mayor de la nueva estructura de este mercado.

En 1999, la Ley N° 19.613 modifica a la Ley N° 18410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible, en lo tocante a la regulación de las infracciones y a la facultad sancionatoria de la Superintendencia.

Esta Ley se dictó cuando en el país existía una crisis de abastecimiento eléctrico en el Sistema Interconectado Central<sup>41</sup> (SIC) producto de una situación de sequía<sup>42</sup>. El objetivo de esta norma era aumentar el monto de las multas aplicables a las empresas eléctricas y establecer una indemnización en caso de sequías y fallas de las centrales. De este modo, se introdujeron cambios al artículo 99 bis de aquella época. En este nuevo artículo se señalaba que las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas que provocaran un déficit de generación que determinara la dictación de un decreto de racionamiento, en ningún caso podrían ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito, y por lo tanto procedía el pago de indemnizaciones o compensaciones por parte de la empresa generadora responsable ante el incumplimiento de la obligación de calidad y continuidad del suministro eléctrico. Por otra parte se establecía que el ejercicio de las acciones judiciales no obstaba al pago de las compensaciones. Cabe destacar que este artículo establecía una indemnización de carácter legal y obligatoria, lo que significaba un alto riesgo para un nuevo inversionista. Debido en parte a esto, las empresas generadoras se vieron obligadas a paralizar las inversiones y se estancaron los contratos con empresas distribuidoras.

---

<sup>41</sup> El sistema Interconectado Central, será analizado en el capítulo II

<sup>42</sup> El 01 de Mayo de 1997 se produjo una interrupción del suministro que afectó desde la III a la X Región

El objetivo de esta norma<sup>43</sup> fue dar a la Superintendencia herramientas más eficaces que consisten básicamente en el fortalecimiento de su acceso a la información y el aumento de las multas a los responsables de la interrupción del suministro, para lo cual se introdujeron entre otras, las siguientes modificaciones:

- Se aclara el objetivo de la Superintendencia.
- Se perfecciona y refuerza el rol fiscalizador de la misma.
- Se elevan los montos máximos de las multas que puede imponer la Superintendencia.
- Se señalan otras sanciones, tales como suspensiones, revocaciones o caducidad de permisos, autorizaciones o concesiones cuando exista reincidencia e intencionalidad en la infracción.

Como consecuencia de estas modificaciones se introdujeron además cambios al DFL N° 1 para lograr una coherencia normativa<sup>44</sup>.

En el año 2000, el DFL N° 1 sufrió una nueva modificación con la dictación de la Ley N° 19.674, Ministerio de Minería, con el objeto de regular los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentren sujetos a fijación de precios<sup>45</sup>.

Las principales modificaciones que hizo esta Ley fueron al artículo 90 del DFL N°1, artículo con que se inicia la regulación de las tarifas.

Modificó el encabezado del citado artículo por el siguiente:

---

<sup>43</sup> Proyecto de Ley N° 19.613 de 1999. Cámara de Diputados

<sup>44</sup> En el DFL N° 1 se introdujeron cambios a los artículos: 9, 99 bis, y deroga los artículos 138 , 139,140 y 141.

<sup>45</sup> Esta ley 19.674 del Ministerio de Minería fue publicada en el Diario Oficial el 03 de Mayo de 2000 y promulgada el 19 de Abril del mismo año.

*“Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican”.*

Además agregó un nuevo numeral a este artículo, el actual N° 4, y creó el artículo 107 bis; artículos que se refieren a los servicios no consistentes en suministros que quedarán sujetos a fijación de precios y el procedimiento para su cálculo.

Por otra parte, con esta ley se creó un artículo transitorio que señala que será la Superintendencia quien realizará la primera solicitud a que se refiere el N° 4 del artículo 90 del DFL N° 1<sup>46</sup> donde se incluirán a lo menos los siguientes servicios:

1. Corte y reposición de suministro a usuarios morosos.
2. Pago de la cuenta fuera de plazo.
3. Arriendo de medidores.
4. Mantenimiento o conservación de medidores.
5. Mantenimiento o conservación de empalmes.
6. Retiro de empalmes.
7. Retiro de medidores.
8. Resellado de cajas.
9. Conexión a la red.
10. Servicio de apoyo en postes, y
11. Duplicado de boletas o facturas.

En el año 2003 se modifica el Decreto Supremo N° 327, de minería, por el Decreto Supremo N° 158 de 2003.

---

<sup>46</sup> Esta norma señala: “Los servicios no consistentes en suministros de energía, prestados por las empresas sean o no concesionarias de servicio público, que mediante resolución de la Comisión Resolutiva, creada por el Decreto Ley N° 211, de 1973, dictada a solicitud de la Superintendencia de electricidad y combustibles o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria”.

Los considerando de este decreto señalan:

1. Que es conveniente establecer medidas y procedimientos aplicables en el supuesto de un decreto de racionamiento, a consecuencias de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, contemplado en el artículo 99 bis del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982;
2. Que los avances experimentados en materia de cálculo de peajes de transmisión y que el monto del peaje básico de transmisión no está estrictamente relacionado con el uso de la red de transmisión, hacen necesario dictar normas complementarias a las de la Ley General de Servicios Eléctricos, y
3. Que es recomendable normar los procedimientos de determinación de precios de nudo, como garantía de un precio regulado con criterios estables para otorgar certidumbre a las decisiones de inversión del sector privado.

Este Decreto, aparte de modificar las reglas relativas a los peajes, introdujo un interesante artículo, el 92-1 el cual indica nuevas funciones que debe cumplir la Dirección de Peajes de los CDEC<sup>47</sup>; estas funciones son:

- a) Solicitar y recibir de las entidades sujetas a la coordinación del respectivo CDEC, que sean propietarias u operadoras de instalaciones de transmisión, antecedentes de valores nuevos de reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento, y las capacidades en líneas y subestaciones aplicables al cálculo de peajes, en cada uno de sus tramos.
- b) Establecer y proyectar 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 cuya operación coordine el CDEC, utilizando los criterios de calidad de servicio que le sean aplicables conforme a este reglamento.
- c) Proyectar, a comienzos de cada año, los ingresos tarifarios en todas las instalaciones de transporte sujetas a coordinación del CDEC, aplicables para efecto del peaje básico a que se refiere el artículo 88.

---

<sup>47</sup> La Dirección de Peajes es un organismo integrante de los CDEC.

- d) Establecer para fines referenciales las instalaciones que conforman el área de influencia correspondiente a cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC.
- e) Establecer para fines referenciales, la prorrata correspondiente a cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC respectivo, en aquellas instalaciones que forman parte de su respectiva área de influencia.
- f) Calcular el valor del peaje básico, expresado en forma unitaria, por unidad de potencia que se adicione al sistema, con sus fórmulas de reajuste, en cada una de las subestaciones de peaje definidas conforme al artículo 48.
- g) Identificar las instalaciones sujetas a peajes adicionales, para cada barra en la cual se realicen retiros en el sistema, indicando los VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones involucradas a partir de lo informado por las empresas propietarias. Estos valores tendrán el carácter de indicativos o referenciales.

Como consecuencia de los cambios anteriores, se cambiaron además las funciones de la Dirección de Peajes indicadas en el artículo 182 del DS N° 327.

Se establecen además normas específicas respecto al racionamiento: En el nuevo párrafo 4 introducido por este Decreto se encuentra una completa descripción de las situaciones en las cuales se puede dictar un decreto de racionamiento y las adecuaciones necesarias que se deben realizar durante la vigencia del mismo, de modo de mantener las condiciones necesarias y optimas para un buen funcionamiento del mercado eléctrico en dichas circunstancias.

En el año 2004 se dicta una nueva Ley modificatoria del DFL N° 1, la Ley N° 19.940, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en

el Diario Oficial el 13 de Marzo del mismo año, conocida con el nombre de “Ley Corta” (debido a que se trata de una versión más acotada de un proyecto que contemplaba una serie de modificaciones de gran importancia), que regula el sistema de transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen para sistemas eléctricos medianos e introduce adecuaciones a la “Ley General de Servicios Eléctricos”.

En general estas modificaciones se realizaron por los problemas que presentaba la normativa de la época en relación con el sector transmisión, ya que hasta ese entonces no se definía a este sector con características de servicio público, además había una falta de claridad en la determinación de peajes, situación no favorable para la entrada de nuevos inversionistas.

Los objetivos fundamentales de esta norma son<sup>48</sup>:

- Reactivar las inversiones en Transmisión, cuya postergación representa cuellos de botella relevantes para el suministro eléctrico en diversos puntos de los sistemas, afectando la calidad y los costos para los consumidores, y viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión entre los sistemas interconectados nacionales existentes, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado Norte Grande (SING).
- Reducir el riesgo regulatorio relacionado a los procesos de regulación de precios a nivel de generación.
- Introducir un sistema de peajes de distribución, de modo de facilitar la diversificación del suministro a los clientes no regulados establecidos dentro de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras.
- Adaptar el sistema de regulación de precios en sistemas medianos y aislados, tales como los existentes en las regiones de Aysén y Magallanes, a las condiciones y estructura de la industria propios de

---

<sup>48</sup> Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que se inicia un proyecto de ley que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. Mensaje N° 102-346.

ellos, de modo que el sistema de precios incentive la inversión óptima de largo plazo, y permita así lograr reducciones en los costos para el consumidor final.

- Introducir un sistema de remuneración de servicios complementarios en la operación de los sistemas, que incentive inversiones y modos de operación que favorezcan la confiabilidad y calidad, y reduzcan los costos de operación.
- Se establecen mecanismos de solución de controversias entre el sector eléctrico, tanto entre las empresas y la autoridad, como entre empresas, a través de la creación de un panel de expertos altamente especializado<sup>49</sup>.

Ideas Matrices del Proyecto<sup>50</sup>:

- Nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad.
- Regulación de un sistema de peajes en distribución.
- Nueva regulación del régimen de precios aplicable a los diferentes segmentos de los sistemas eléctricos, es decir, sistemas con capacidad instalada superior a 1500 kw e inferior a 200 mw.
- Perfeccionamientos a la regulación de los ingresos del segmento generación, por concepto de capacidad.
- Formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos.

Como se puede apreciar, uno de las innovaciones de esta Ley es establecer un sistema de remuneración de servicios complementarios. Al respecto cabe precisar que el producto “energía eléctrica” presenta dos atributos, uno que está relacionado con la calidad que cada unidad debe cumplir en los puntos de inyección y el otro que se refiere a la seguridad sistémica donde los

---

<sup>49</sup> El Panel de Expertos será analizado más adelante.

<sup>50</sup> Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que se inicia un proyecto de ley que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. Mensaje N° 102-346.

generadores en conjunto deben asegurar que en el mediano plazo existan reservas de energía generable compatibles con las exigencias del sistema.

El aporte de estos dos tributos está relacionado con la prestación de servicios complementarios por parte de las empresas generadoras, transmisoras y clientes a través de sus propias instalaciones.

Con esta Ley 19.940 se crea además un artículo que regula estos servicios complementarios, se trata del artículo 91 bis, artículo que en el proyecto de Ley se presentaba de la siguiente manera: *“todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, podrán prestar en el respectivo sistema eléctrico, los servicios complementarios de que dispongan, que permitan preservar la seguridad y calidad del servicio.*

*Por su parte, los concesionarios y los propietarios de instalaciones de generación y de los Sistemas de transmisión Troncal y de subtransmisión, deberán estar en condiciones de prestar dichos servicios complementarios en el sistema eléctrico al que estén interconectados.*

*El reglamento identificará y definirá los servicios complementarios que se requieran para cumplir con las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio en cada sistema eléctrico.*

*La prestación de estos servicios complementarios será administrada y operada por el CDEC respectivo, en base a garantizar la operación más económica para el sistema eléctrico, sujeto a las características, requerimientos y restricciones técnicas del respectivo sistema.*

*Los propietarios de las instalaciones eléctricas deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los servicios complementarios, conforme se determine en el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios*



*serán valorizadas por el CDEC correspondiente, de acuerdo a sus respectivos costos marginales.*

Este artículo al derivar en el actual artículo 91 sufrió modificaciones, ya que en la actualidad es un artículo más completo y extenso al señalar que las exigencias de seguridad y calidad de los servicios para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión<sup>51</sup>. El actual texto además señala con mayor claridad las funciones del CDEC al respecto, ya que el texto del proyecto de ley era poco preciso, sólo se remitía a indicar que era labor del CDEC administrar estos servicios. El texto actual en cambio, señala con mayor detalle la labor del CDEC al indicar que será este organismo quien deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificado por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificado por su propietario. Sean estas empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC debe además definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en

---

<sup>51</sup> DFL N° 1, artículo 91.

la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico<sup>52</sup>.

Otra innovación importante de esta ley es que introdujo nuevos conceptos, tales como: Confiabilidad, Suficiencia, Seguridad de Servicio, Calidad de Servicio Comercial e Ingreso Tarifario por tramo, los cuales definió en el artículo 150, donde se incluyeron los literales “r” hasta el “y”<sup>53</sup>.

El uso de esta nueva terminología ha sido esencial para dar término a conflictos de orden técnico y económico que se originaban entre los distintos actores del mercado eléctrico

El 19 de Mayo de 2005 se publicó la Ley N° 20.018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que modifica el marco normativo del sector eléctrico.

---

<sup>52</sup> DFL N° 1, artículo 91.

<sup>53</sup> Según el artículo 150 letra r), se entiende por Confiabilidad la cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y calidad de servicio; letra s), se entiende por Suficiencia el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda; t) Seguridad del Servicio es la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumo, a través de respaldos y de servicios complementarios; u) Calidad de Servicio es un atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial entregado a sus distintos usuarios y clientes. v) Calidad de Producto es un componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro; w) Calidad de Suministro es el componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro; x) Calidad de Servicio Comercial es el componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros; y) Ingreso Tarifario por Tramo es la diferencia que resulta de la aplicación de costos marginales, producto de la operación del sistema eléctrico, respecto de las inyecciones y retiros de energía y potencia en un tramo determinado.

Esta Ley se creó con el objeto de incentivar las inversiones en generación que se encontraban paralizadas como consecuencia de la crisis del año 2004 producto de la indisponibilidad de gas argentino y falta de señales de precios del mercado, entre otros.

Esta situación trajo consigo un desincentivo para la inversión debido a los aumentos en el precio de nudo.

Los objetivos de esta ley son<sup>54</sup>:

- Crear condiciones de estabilidad para inversionistas en generación, sustituyendo el sistema de ventas a precio de nudo por uno que refleje precios estables determinados mediante procedimientos competitivos del mercado.
- Crear un sistema de incentivos de ahorro de consumo eléctrico.
- Tratar el tema del caso fortuito y fuerza mayor en relación a las fallas de empresas generadoras abastecidas de gas natural provenientes del extranjero.
- Fortalecer el marco jurídico para enfrentar contingencias.
- Fortalecer la diversificación de fuentes externas de combustibles.

Los temas que trata esta Ley son:

1. Contiene un sistema de licitación a que se deben sujetar las concesionarias de servicios públicos de distribución.

Esto con el objeto de contar con el suministro necesario para abastecer a los clientes regulados de su zona de concesión, esto, “por

lo menos por los próximos tres años”<sup>55</sup>.

---

<sup>54</sup> Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que inicia un proyecto de ley que introduce modificaciones al marco normativo que rige al sector eléctrico. Mensaje N° 370-352

El objetivo del nuevo sistema de licitación es incentivar la inversión en el sector generación, ya que los precios no son regulados sino licitados, por tanto, más estables durante periodos contractuales largos.

2. Fortalecimiento normativo para la prevención de riesgos en la seguridad del abastecimiento.

Para lograr estos objetivos, la ley pretende reforzar la normativa perfeccionando los deberes de información a la autoridad que recaen sobre los coordinadores de los sistemas eléctricos y dotando a la Superintendencia de Electricidad y Combustible de herramientas necesarias para evitar los riesgos que pongan en peligro la seguridad del abastecimiento eléctrico.

Para ello se proponía la creación de un artículo 81 ter, el cual señalaba: *“Los CDEC deberán informar a la Superintendencia y a la Comisión de las situaciones de hecho que puedan poner en riesgo la seguridad del abastecimiento eléctrico en el corto y mediano plazo...”*

Pese a que este artículo señalaba además la forma como se debían adoptar dichas medidas, no prosperó, quedando solo en el proyecto de Ley y no pasando al texto definitivo.

3. La ley señala además cómo debe ser esta licitación, su procedimiento y características.

---

<sup>55</sup> DFL N° 1, artículo 79-1.

Las licitaciones deben ser públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. La oferta debe ser de dominio público a través de un medio electrónico<sup>56</sup>.

Las licitaciones no pueden incluir consumos de clientes libres, es decir, no sometidos a regulación de precios<sup>57</sup>.

Será el Ejecutivo, a través de un reglamento quien deberá establecer la fecha en la cual se deben efectuar las licitaciones y el porcentaje máximo de los requerimientos de electricidad para clientes regulados a contratar en cada contrato<sup>58</sup>.

Se establece además los pasos a seguir en caso de que las licitaciones sean declaradas desiertas<sup>59</sup>.

El precio máximo de ofertas en el proceso de licitación no debe ser superior al precio de nudo que esté vigente incrementado en 20%. Este aumento tiene por objeto flexibilizar el precio de nudo<sup>60</sup>.

Esta ley contiene un completo procedimiento a seguir en caso de que las licitaciones sean declaradas desiertas.

#### 4. Regula el caso de las distribuidoras que no pudieron suscribir contratos de abastecimiento.

---

<sup>56</sup> Idem a nota 41.

<sup>57</sup> DFL N° 1, artículo 79-2.

<sup>58</sup> Idem a nota 43.

<sup>59</sup> DFL N° 1, artículo 79-3.

<sup>60</sup> DFL N° 1, artículo 79-5.

Este sistema establece para las generadoras precios que representan valores económicamente eficientes, ya que cubren sus costos marginales. Con ello se asegura que las distribuidoras que se encuentren en esta situación logren suscribir contratos de abastecimiento y se incentiva a las generadoras a efectuar nuevas inversiones.

5. Mecanismo de diversificación de importaciones de gas natural.

Otro de los objetivos del proyecto, pero que no se transformó en ley definitiva era la concentración de las importaciones de gas natural desde un mismo país de origen. De este modo, se establecía una restricción para que, a nivel nacional, la suma de las importaciones desde un mismo país de origen no supere el 85% del total de importaciones de gas natural, restricción que comenzaría a regir a partir del 1 de enero del año 2010.

6. Se establece un sistema de incentivos para el ahorro de energía.  
Se faculta a las generadoras para proponer directamente a los consumidores incentivos económicos o compensaciones en caso de ahorro de electricidad.

Se distingue para ello entre clientes regulados y clientes libres:

Los últimos pueden pactar directamente con la generadora las condiciones e incentivos que aplicarán a las reducciones de consumo que convengan.

En cuanto a clientes regulados, aquellos que tienen una potencia conectada igual o superior a 500 kilowatts, la ley los faculta para convenir con el generador las reducciones o aumentos temporales de su consumo, los que se deben imputar a los suministros comprometidos por el respectivo generador<sup>61</sup>.

En cuanto a clientes regulados con potencia inferior a 500 kilowatts, la ley se encarga de establecer las condiciones mínimas que deben cumplir las generadoras al pactar con ellas reducciones temporales de consumo<sup>62</sup>.

7. Se regula especialmente el caso fortuito y fuerza mayor en relación con el gas natural.

Esta Ley modifica el artículo 99 bis del DFL N° 1 al agregar en el inciso cuarto la siguiente oración final: *"Tampoco se considerarán fuerza mayor o caso fortuito, las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales"*.

Esta norma disminuye aún más la posibilidad de aplicación de un elemento eximente de responsabilidad, aumentando la obligación de las empresas del sistema eléctrico de mantener la seguridad y continuidad del servicio.

---

<sup>61</sup> DFL N° 1, artículo 90 bis inciso 1°.

<sup>62</sup> DFL N° 1, artículo 90 bis inciso 2°.

Además se introduce en el número 11 del artículo 3 de la Ley N° 18.410, orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustible, el siguiente inciso nuevo: *“Para los efectos del artículo 16B, las faltas de seguridad y calidad de servicios provocadas por indisponibilidad de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gasoductos internacionales, no serán calificadas como caso fortuito o fuerza mayor”*.

Estas modificaciones significan que en caso de falta de gas, los clientes regulados podrán exigir el pago de las correspondientes compensaciones.

Cabe destacar que la existencia de estas dos normas trae el siguiente inconveniente: Al hacerse la modificación sólo a la Ley de la Superintendencia de Electricidad y Combustible se amplía para las centrales que se alimentan con gas, la no invocación de fuerza mayor o caso fortuito a cualquier falla de calidad o seguridad del servicio, por ello se incluyó además esta modificación en el artículo 99 bis, para establecer en el caso mencionado las restricciones señaladas en este artículo, es decir, la necesidad de la sequía o falla de lugar o un déficit de generación eléctrica que determine la dictación de un decreto de racionamiento<sup>63</sup>

8. Se modifica el cálculo de precio de nudo<sup>64</sup>.

9. Se establecen Costos de Seguridad en los precios de nudo.

---

<sup>63</sup> Informe de la Comisión de Minería de Energía de la Cámara de Diputados.

<sup>64</sup> Este tema se tratará tratado con más detalle en el capítulo dedicado al precio de nudo.



Esta ley obliga a incorporar, dentro de los precios de nudo un porcentaje de los mayores costos en que incurra el sistema eléctrico para planos de seguridad de abastecimiento requeridos excepcionalmente al CDEC por la Comisión Nacional de Energía, previo acuerdo de su consejo directivo<sup>65</sup>.

#### 10. Se establecen modificaciones a la composición del Directorio del CDEC.

La Ley señala que debe estar compuesto por empresas generadoras y transmisoras troncales y de subtransmisión y por un representante de los clientes libres del respectivo sistema, conforme lo determina el reglamento<sup>66</sup>.

En cuanto a los directores de cada dirección, se nombran por los dos tercios del Directorio y duran en su cargo 4 años, pudiendo tanto ser removidos antes del término de su período o ser reelegidos por un período más, por el mismo quórum<sup>67</sup>.

El directorio de los CDEC debe estar compuesto por las empresas propietarias de las instalaciones de un sistema eléctrico<sup>68</sup>.

El financiamiento de cada CDEC es de cargo de sus integrantes y su presupuesto anual debe informarse favorablemente por la CNE en forma previa a su ejecución<sup>69</sup>.

---

<sup>65</sup> DFL N° 1, artículo 102 bis.

<sup>66</sup> DFL N° 1, artículo 150.

<sup>67</sup> Idem a nota 52.

<sup>68</sup> Idem a nota 52.

11. Se otorgan facultades al Presidente de la República para efectuar adecuaciones a los precios de nudo.

Se faculta al Presidente de la República, para que, mediante uno o más decretos con fuerza de ley, introduzca a la Ley General de Servicios Eléctricos, las adecuaciones de referencias, denominaciones, expresiones y numeraciones, que sean procedentes a consecuencia de la dictación de esta ley, en materia de régimen de precios de nudo y su cálculo, precio básico de la energía, precio básico de la potencia, peajes de subtransmisión, peajes de transmisión troncal, contrataciones de suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución y traspaso de costos de suministro a clientes de empresas concesionarias de servicio público de distribución<sup>70</sup>.

Finalmente, el 09 de julio del año 2005 se dictó la Ley N° 20.040 del Ministerio de Hacienda que modifica al DFL N° 1 de 1982, Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos.

El propósito fundamental de esta nueva ley<sup>71</sup> es aminorar los efectos que producirá la aplicación de la Ley N° 20.018 en las familias de escasos recursos. Es una norma de eminente contenido social que pretende otorgar un subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica, el cual se

---

<sup>69</sup> Idem a nota 52.

<sup>70</sup> Ley N° 20.018, artículo 7 transitorio.

<sup>71</sup> Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que se inicia un proyecto de ley que modifica el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos. Mensaje N° 41-353

focalizará en hogares de bajos ingresos, destinado a compensar el alza que experimentarán las cuentas de electricidad.

Estas han sido las más relevantes Leyes y Decretos que se han dictado con la finalidad de crear un cuerpo normativo óptimo para llevar a cabo la actividad eléctrica de nuestro país.

Junto a estas leyes modificatorias existen una serie de Protocolos, Reglamentos, Normas Técnicas, Decretos Tarifarios que en su conjunto forman el marco jurídico del mercado del mercado eléctrico chileno<sup>72</sup>.

## **2.2 Sistema Eléctrico, Funcionamiento y Características.**

Se ha señalado anteriormente que en el mercado eléctrico el bien que se transa es la electricidad, pero este bien, antes de ser comercializado debe pasar por un proceso tecnológico de producción que consiste en la transformación de fuentes energéticas primarias de energía eléctrica, luego debe ser transportada hasta los lugares de consumo masivo para posteriormente ser distribuida entre los consumidores finales.

---

<sup>72</sup> A modo de ejemplo podemos citar:

Protocolos:

Decreto Supremo N° 4, Protocolo adicional al acuerdo de complementación económica con Argentina N° 16, sobre normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica;

Decreto Supremo N° 1.676, Protocolo adicional al acuerdo de complementación económica con Argentina N° 16, sobre información de los mercados eléctricos y decisiones de la autoridad con relación al intercambio energético.;

Reglamentos:

Decreto Supremo N° 181 de 2004, Aprueba reglamento del Panel de Expertos establecido en el título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Normas Técnicas:

Resolución Exenta N° 78 de 2000, Dicta norma técnica aprobada por la CNE sobre "Sistema de información público" del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC y SING.;

Resolución Exenta N° 9 de 2005, Dicta norma técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el SING y SIC.

De esta manera, se distinguen en este mercado los siguientes sectores:

1. Sector Generación.
2. Sector Transmisión.
3. Sector Distribución.
4. Clientes finales.

### **2.2.1 Sistema Eléctrico y Su Operación**

El artículo 150 DFL N° 1 letra a) define al sistema eléctrico en los siguientes términos: *“El conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica”*.

Del análisis de este artículo se desprende que el funcionamiento del sistema eléctrico implica que los tres sectores del mercado eléctrico nacional deben estar interconectados entre sí, para facilitar su coordinación y para obtener una operación más adecuada que otorgue seguridad al sistema eléctrico nacional. Es decir, el sistema eléctrico se caracteriza y define básicamente por la interconexión, lo que permite una operación en conjunto destinada a elaborar la cadena productiva de la electricidad, empezando por la generación, transporte hasta la distribución de la misma.

La interconexión de todas las instalaciones del sistema eléctrico tiene su justificación en las condiciones y características propias de la energía eléctrica y del mercado, particularmente la característica de ser no almacenable, como asimismo por el calce de la oferta y la demanda que debe ocurrir en tiempo

real, siendo de gran importancia la coordinación de instalaciones con el objeto de garantizar la calidad del suministro, permitiendo con ello el desarrollo de este mercado.

### **2.2.1.1 Características De La Interconexión.**

- La interconexión es un derecho garantizado por el DFL N° 1, este cuerpo normativo regula y ordena la interconexión estableciendo un sistema de acceso abierto a las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión, pudiendo ser estas utilizadas por los usuarios bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Además, *“los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios”*<sup>73</sup>. Adicionalmente, el artículo 71-43 establece la obligación a los concesionarios de servicio público de distribución, de prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, para que terceros puedan dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios que estén ubicados dentro de su zona de concesión.
- La interconexión es beneficiosa para nuestro sistema ya que ella favorece un incremento en la seguridad del servicio, lo que implica la existencia de una mayor reserva energética frente a contingencias como por ejemplo la sequía. Permite que exista un complemento de tecnologías hidroeléctricas y termoeléctricas en un mercado mayoritariamente hidroeléctrico, permite además, que entre los participantes existan intercambios de excedentes de energía lo que contribuye a mantener la continuidad del servicio, es útil además porque reduce los costos de producción.
- Por otra parte, la interconexión da origen a determinados deberes, como el cumplimiento de los estándares de calidad de energía, sujeción a determinación por parte de la autoridad de precios a clientes regulados,

---

<sup>73</sup> DFL N° 1, artículo 71-5 inc. 3°

pago de las trasferencias de energía que se realicen con otras generadoras que se encuentren operando en el sistema, y la obligación de coordinación.

Estos deberes están particularmente tratados en el DFL N° 1 en el artículo 81, el que expresa: *“Los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones cuando con informe de la Comisión se determine mediante Decreto Supremo del Ministerio de Economía.*

*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 acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley.*

*Esta coordinación deberá efectuarse a través de un Centro de Despacho Económico de Carga, de acuerdo a las normas y reglamentos que proponga la comisión.*

*Dispuesta la interconexión según lo establecido en el inciso 1° de este artículo y en caso de falta de acuerdo entre los concesionarios sobre la forma de realizar la interconexión y de efectuar el transporte o transferencia de la energía, la Comisión oirá a los concesionarios y entregará una recomendación al Ministerio de Economía quien resolverá al respecto.*

*La operación de aquellas centrales y sistemas de transmisión que no habiéndose establecido mediante concesión, operen en sincronismo con un sistema eléctrico, deberá ceñirse a las normas y reglamentos de coordinación de la operación que se mencionan en este artículo”.*

De la lectura de este artículo podemos extraer las siguientes conclusiones:

- La interconexión conlleva a la coordinación de las instalaciones eléctricas.
- Esta coordinación impone el deber de preservar la seguridad del suministro en todo momento. Al señalarlo así preservar en todo momento está indicando que ante cualquier eventualidad las generadoras deben mantener el suministro evitando los cortes.
- Lo anterior no significa que la generadora pueda utilizar los medios que crea necesarios para producir electricidad, sino que ella debe velar además por la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, es decir, en todo momento se debe buscar el equilibrio entre seguridad del servicio y costos de abastecimiento.
- Este artículo implica además que ninguna empresa pueda actuar con independencia respecto del resto de los actores de un mismo sistema eléctrico.
- La interconexión y la consecuente coordinación implica además que a toda empresa afectará las circunstancias de abastecimiento o escasez, además le son obligatorias todas las medidas que se adopten con la finalidad de mantener la calidad y continuidad del suministro.
- La coordinación del sistema es la característica esencial del mercado eléctrico, ya que sólo a través de ella se puede garantizar a los usuarios un óptimo y transparente uso del recurso energético.
- La interconexión implica la existencia de un órgano encargado de armonizar de manera satisfactoria todas las características señaladas anteriormente. Esta entidad es el Centro de Despacho Económico de Carga que es el *organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionalmente; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barra de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada*<sup>74</sup>.

---

<sup>74</sup> DFL N° 1, artículo 150 letra b).

Para el cumplimiento de las funciones del CDEC, el DFL N° 1, en su artículo 81 bis dispone que “...*todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte, instalaciones de distribución y demás instalaciones señaladas en el primer párrafo de la letra b) del artículo 150, que se interconecte al sistema, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema y a proporcionar la información necesaria y pertinente que el referido Centro de Despacho le solicite para mantener la seguridad global del sistema, optimizar la operación y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley*”.

En consecuencia, conforme a lo expuesto se concluye que este mercado que se caracteriza por transar energía y potencia, por existir una interconexión de sus instalaciones y por organizarse según las condiciones geográficas del país en distintos sistemas<sup>75</sup>, hoy está entregado a manos particulares, es decir, las actividades de generación, distribución y transmisión, son desarrolladas por entes privados, encargándose el Estado sólo de intervenir cuando su actuar ha sido deficiente, es decir, la labor del Estado hoy en día es una labor subsidiaria, reguladora y fiscalizadora.

A continuación, una descripción de los sectores eléctricos en Chile.

### **2.2.2 SECTOR GENERACIÓN**

Este sector será analizado en detalle en el capítulo tercero.

---

<sup>75</sup> Estos sistemas serán analizados en las páginas siguientes.



### 2.2.3 SECTOR TRANSMISION

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de energía eléctrica desde las centrales generadoras, que corresponde al lugar donde se produce, hasta los centros de consumo o de distribución.

Anteriormente este segmento no era considerado como servicio público, pero con la modificación del DFL N° 1, introducida por la ley 19.940 de 2004, el sector transmisión también adquirió esta categoría. A este respecto la norma señala: *“Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.”*<sup>76</sup>

El Decreto Supremo 327 en su artículo 168 b3 al referirse a este sector señala: *“Para estos efectos se entenderá que una entidad es transmisora si su giro principal es administrar sistemas de transmisión de electricidad por cuenta propia o ajena y si además las instalaciones de transmisión que operan son de un nivel de tensión igual o superior a 23.000 volts, con a lo menos un tramo de línea de transmisión de longitud superior a 100 kilómetros”*. Esto quiere decir que se estima como perteneciente al Sector Transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 volts y que por ley las líneas de tensión menor se consideran como Distribución.

El DFL N° 1 al referirse al sistema de transmisión lo hace diferenciando tres grupos:

---

<sup>76</sup> DFL N° 1, artículo 7°, inc. 3°

1. **Sistema de Transmisión Troncal:** Es aquel formado por líneas y subestaciones que deben ser económicamente eficientes y necesarias a fin de poder abastecer la totalidad de la demanda del sistema eléctrico.<sup>77</sup>
2. **Sistema de Subtransmisión:** Es aquel formado por líneas y subestaciones eléctricas que se encuentran interconectadas al sistema eléctrico y que están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, que se encuentren en la zona de concesión de empresas distribuidoras<sup>78</sup>.
3. **Sistema de Transmisión Adicional:** Es aquel formado por instalaciones de transmisión que se encuentran interconectadas al sistema eléctrico respectivo y que están destinadas a suministrar energía a usuarios libres y además por aquellas que tienen por objeto permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico sin formar parte ni al sistema de transmisión troncal ni al adicional<sup>79</sup>.

Aparte de ser las líneas de transmisión normalmente de propiedad de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía, esto porque para ellas la ley no establece límite alguno, también las hay de propiedad de empresas generadoras y de clientes libres, sin embargo, esta propiedad está regulada expresamente en el artículo 7 del DFL N° 1 que impone determinados límites ya que señala que *las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.*

*El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas anteriormente sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedad anónimas filiales o coligadas.*

---

<sup>77</sup> DFL N° 1 artículo 71 - 2.

<sup>78</sup> DFL N° 1, artículo 71-3.

<sup>79</sup> DFL N° 1, artículo 71-4.

Por otra parte, se establece que la participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no puede sobrepasar el 8% del valor de inversión total en el sistema de transmisión troncal, ni el 40% (considerada una participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de usuarios no sometidos a fijación de precios) en el valor de la inversión total del sistema troncal.<sup>80</sup> En este sentido, en nuestro país existen empresas que solo se dedican a la actividad de transmisión como por ejemplo: Transelec y su filial Transelec Norte, que participan en el negocio de transmisión de energía en el Sistema Interconectado del Norte Grande, “SING”; Trasquillota Limitada, Transemel S.A.; S.T.S.; En cuanto a empresas generadoras que son dueñas de líneas de transmisión tenemos: Colbún, cuyas líneas comprenden el trazado de Colbún – Maipú; San Ignacio – Talca; Colbún – Procart; Rucúe – Charrúa; Polpaico – Maitenes; Carena – Puente Alto y Carena – Polpaico; otras empresas generadoras que posee líneas de transmisión son Electroandina; Guacolda, empresa coligada a AES GENER y Empresa Electrica del Norte Grande S. A., entre otras.

La transmisora tiene libertad para desarrollar la actividad económica de transmisión de energía eléctrica, y para desarrollar esta actividad la ley establece un sistema de concesiones<sup>81</sup> de líneas de transporte que contempla el DFL N° 1 en su capítulo II, que permite el desarrollo, construcción y mantenimiento de sus instalaciones.

---

<sup>80</sup> DFL N° 1 Artículo 7 inciso 7°

<sup>81</sup> En el caso de las transmisoras este sistema es facultativo.

En efecto, para llevar a cabo su función necesita de la instalación de líneas de transmisión a lo largo del país, por ello existe la posibilidad de que las transmisoras puedan imponer las servidumbres que establece artículo 50 DFL N° 1, lo que implica que pueden tender líneas aéreas o subterráneas en propiedades de terceros, pudiendo ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia, esto significa que las transmisoras pueden atravesar con sus líneas ríos, canales, líneas férreas, puentes, acueductos, cruzar calles, caminos y otras líneas eléctricas, ocupando incluso terrenos municipales o particulares previa autorización del Ministro de Economía, tal como lo establece el artículo 58 del DFL N° 1.

Este sector presenta características de monopolio natural, es decir, presenta funciones de producción con rendimiento creciente a escala e indivisibilidad en la inversión. Es por esto que nuestra legislación lo define como un segmento regulado en ciertos aspectos y de libertad contractual en otros:

Por los usos de las instalaciones del sistema de transmisión troncal, sistemas de subtransmisión y adicionales que hagan las empresas que inyecten energía y potencia al sistema con plantas de generación propia o contratada o los realizados por empresas eléctricas que efectúan retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarlo, deben pagar costos de transmisión, los que están regulados en los artículos 71-7 y siguientes del DFL N°1 de la siguiente manera:

- *Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal se determinará un “valor anual de la transmisión por tramo”, compuesto por la*

*anualidad del “valor de inversión”, en adelante “V.I.” del tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante “COMA”. Cada tramo del sistema de transmisión troncal estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas según los criterios que establezca el reglamento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71-2.<sup>82</sup>*

- Para estos efectos, “V.I.” es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes<sup>83</sup>.

Las empresas transmisoras deben reunir una remuneración anual por los usos de sus líneas de transmisión, para este efecto, deben cobrar un peaje por tramo, al cual deben restar el ingreso tarifario esperado por tramo, que es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.<sup>84</sup>

- La empresa transmisora tiene derecho a percibir un “Ingreso Tarifario Real por Tramo”, que es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.<sup>85</sup>

Otro aspecto importante que cabe destacar es el impacto que tendrán estos cargos en los usuarios finales, situación que también es regulada por el nuevo sistema de transmisión que regula el DFL N° 1. De este modo, *a los usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts se les aplicará un cargo único por concepto de uso del sistema troncal, en proporción a sus consumos de energía.*

---

<sup>82</sup> DFL N°1 artículo 79-9.

<sup>83</sup> DFL N° 1, artículo 71-10.

<sup>84</sup> DFL N° 1, artículo 71-29.

<sup>85</sup> DFL N° 1, artículo 71-29 inc. 4°.

*A los demás usuarios finales se les aplicará otro cargo único, por igual concepto, en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000 kilowatts. A los consumos de energía por sobre este límite se les aplicará un peaje unitario.<sup>86</sup>*

Para estos efectos, se entiende por Peaje Unitario, “*el equivalente a la suma de los pagos que corresponden a cada barra de retiro en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.*”<sup>87</sup>

*Área de influencia común es el área fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:*

- 1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema:*
  - 2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y*
  - 3. Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.*
- El reglamento establecerá el procedimiento que, sobre la base de las características señaladas, se deberá aplicar para definir el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, en cada sistema*

---

<sup>86</sup> DFL N° 1, artículo 71-30.

<sup>87</sup> DFL N° 1, artículo 71-30 letra b.

*eléctrico. Su revisión y, en su caso, actualización, se efectuarán en el estudio de transmisión troncal.*<sup>88</sup>

La principal importancia de este sector radica en que la existencia de un sistema de redes y medios de transporte de energía eléctrica hace posible la comercialización de este bien.

Otro aspecto destacable de este sector es el referido a las tarifas que cobra al sector generación (cuando no son dueños de las líneas de transmisión), ya que son señales a considerar por los futuros inversionistas al momento de decidir sobre la construcción de una nueva planta de generación. En este sentido, la materialización de nuevos proyectos dependerá en cierto sentido de los montos de deberá pagar a futuro por concepto de utilización de líneas de transmisión indispensables para la venta de su producto.<sup>89</sup>

Como ya se dijo, este sector posee características de monopolio natural, situación que lo hace ser importante desde el punto de vista jurídico, ya que en definitiva, será la ley y/o la autoridad la que regule aspectos importantes del mismo, como las tarifas o una regulación mayor en el sentido de garantizar la seguridad y calidad del suministro.

---

<sup>88</sup> DFL N° 1, artículo 71-30 letra c.

<sup>89</sup> Sin embargo, cabe señalar que la Ley 19.940 de 2004 estableció una excepción respecto del pago de peajes, quedando algunos generadores liberados de este pago. A este respecto, el artículo 71-7 del DFL N° 1 señala en su inciso 1°: *“Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 Kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal...”*

## 2.2.4 SECTOR DISTRIBUCIÓN

Es el segmento encargado de llevar la energía eléctrica desde los centros de consumo masivo a los puntos de consumo final.

Este sector comprende toda instalación, líneas y transformadores que operan en una tensión nominal igual o inferior a 23.000 volts<sup>90</sup>.

Nuestro ordenamiento da a este sector (al igual que el sector transmisión) la característica de servicio público, definiéndolo en los siguientes términos: *“Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.*

*Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución a servicio público y al alumbrado público”.*

De la lectura de este artículo se desprende que esta actividad de llevar energía hasta los clientes finales se desarrolla bajo la modalidad de *Concesiones de Distribución*, las que deben seguir un procedimiento establecido por ley<sup>91</sup>.

---

<sup>90</sup> DS. N° 327, artículo 168 b3.

<sup>91</sup> El procedimiento se encuentra descrito en el DFL N° 1 Ministerio de Minería de 1982, artículos 11 y siguientes.



Estas empresas gozan de libertad para decidir sobre qué zonas desean solicitar la concesión, pero una vez otorgada están obligadas a dar suministro a ella<sup>92</sup>. Esta exclusividad de la distribución dentro de su zona de concesión unida a la imposibilidad económica de poner distintos sistemas de distribución en una misma área, hacen que este segmento presente características de monopolio natural.

Por esta razón, la ley regula ciertos aspectos de este Mercado:

- La actividad de distribución es por ley un servicio público, así lo establece expresamente el artículo 7 del DFL N° 1, y como tal, debe estar sujeto a la concesión de la autoridad. Sin perjuicio de esto, el artículo 8 del DFL N° 1 señala que no se considerará como servicio público “*la distribución de energía que hagan las cooperativas no concesionarias o bien la distribución que se haga sin concesión*”.
- Estas empresas son obligadas a prestar sus servicios cumpliendo con ciertos niveles de calidad y seguridad.<sup>93</sup>
- Deben disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para dichos efectos existe un sistema de licitación de suministro regulado en los artículos 79 –1 y siguientes del DFL N° 1<sup>94</sup>.
- El hecho de considerarse como servicio público hace que los precios de la energía eléctrica a los clientes finales sean regulados por la autoridad, pero sólo podrá regular las tarifas cobradas a clientes con capacidad conectada inferior a 2.000 KW. dentro de la zona de concesión de la respectiva empresa.
- Existe además una regulación de las servidumbres que pueden imponer estas empresas.

---

<sup>92</sup> DFL N° 1, artículo 74.

<sup>93</sup> DFL N°1 artículo 81

<sup>94</sup> A este respecto se da por enteramente reproducido lo señalado en las páginas 62 y siguientes, relacionada con el sistema de licitación introducido por la Ley N° 20.018.

Las tarifas reguladas de distribución resultan de la suma de precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD) y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal<sup>95</sup>.

Estos precios a nivel generación-transporte deben ser traspasados a los clientes finales regulados. Estos precios resultan de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Este promedio se obtiene ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente<sup>96</sup>.

Existe un mecanismo en el DFL N° 1, regulado en el artículo 96 ter inciso 2°, para que los precios aplicables a clientes regulados de las distintas distribuidoras de un sistema eléctrico no se distancien significativamente. Para ello se señala que en caso que el precio promedio de energía de un concesionario, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria debe ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que debe ser absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Estos precios deben referirse a una misma subestación del sistema eléctrico<sup>97</sup>.

---

<sup>95</sup> DFL N° 1, artículo 96.

<sup>96</sup> DFL N° 1, artículo 96 ter.

<sup>97</sup> DFL N° 1, artículo 96 ter inciso 2°.

Las reliquidaciones entre empresas concesionarias a que de origen este mecanismo, deben calcularse por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo<sup>98</sup>.

Esta reliquidación no afecta la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida<sup>99</sup>.

Estos precios que el concesionario de servicio público de distribución debe traspasar a sus clientes regulados deben ser fijados por el Ministerio de Economía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República” previo informe de la Comisión Nacional de Energía. Este decreto se dicta cuando se fijan los precios de nudo, cuando entra en vigencia algún contrato de suministro licitado conforme al mecanismo de licitación y cuando se índice algún precio contenido en un contrato de suministro vigente<sup>100</sup>.

El Valor Agregado de por conceptos de costos de Distribución se basará en empresas modelo y deberá considerar lo indicado el artículo 106 del DFL N° 1, esto es:

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, (VNR), de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

---

<sup>98</sup> DFL N° 1, artículo 96 ter inciso 3°.

<sup>99</sup> DFL N° 1, artículo 96 ter inciso 4°.

<sup>100</sup> DFL N° 1, artículo 96 quater.

Todos estos componentes se calculan para un determinado número de áreas de distribución típicas y sobre la base de un estudio de costos encargados a una empresa consultora, fundado en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. lo que será fijado por la Comisión Nacional de Energía quien deberá oír previamente a las empresas y hacer las correcciones necesarias a los estudios, además debe fijar para cada área el promedio aritmético ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios señalados anteriormente<sup>101</sup>.

Estos valores deben ser corregidos para cada empresa distribuidora, para tal efecto se descuenta la proporción del VNR de instalaciones aportadas por terceros que tengan en relación al VNR de todas sus instalaciones de distribución<sup>102</sup>.

Para el cálculo definitivo para cada área típica de distribución, al valor resultante anteriormente se le adicionará la anualidad necesaria para renovar los aportes.<sup>103</sup>

La CNE debe estructurar las fórmulas de indexación, creando para ello tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido, las que tendrán un periodo de validez de 4 años<sup>104</sup>.

El periodo de validez indicado anteriormente podrá ser inferior concurriendo las siguientes circunstancias:

---

<sup>101</sup> DFL N° 1, artículo 107.

<sup>102</sup> DFL N° 1, artículo 109.

<sup>103</sup> Idem a nota 102.

<sup>104</sup> DFL N° 1, artículo 110.

- Cuando se produzca una variación acumulada del Índice General de Precios al Consumidor (IPC), superior al cien por ciento, y
- Cuando la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización igual al 10% real anual.
- Cuando así lo determinen de común acuerdo las empresas concesionarias de distribución.

En estos casos, se realizará un nuevo estudio, el que será encargado a la CNE y los resultados que de él se obtengan tendrán una duración hasta completar el período de cuatro años indicado anteriormente<sup>105</sup>.

Cabe destacar que antes de seis meses del término del período de vigencia de las tarifas descrito anteriormente, la CNE debe poner en conocimiento de las empresas concesionarias de distribución las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para establecer las fórmulas de tarifas para el período siguiente, el que se fijará conforme lo ya descrito.<sup>106</sup>

La importancia de este sector radica en que este, en conjunto con los anteriores, hace posible que este elemento de primera necesidad cumpla con uno de los requisitos para ser considerado un bien, nos referimos a la característica de “*Prestar utilidad al hombre*”, es decir, es gracias a la labor realizada por este segmento que la sociedad ve materializada la idea de emplear la electricidad en sus proyectos, en sus inventos, en la vida cotidiana.

---

<sup>105</sup> Idem a nota 104.

<sup>106</sup> DFL N° 1, artículo 111.

En otro sentido, es importante el hecho de ser catalogado como un *Servicio Público*, ya que el derecho tendrá gran participación en el sentido de que será el encargado de dar las directrices para su adecuado funcionamiento de modo de cumplir con las condiciones necesarias para ser un servicio transparente y eficiente.

La regulación de este sector permite impedir que existan prácticas abusivas en relación con la comercialización de este bien.

### **2.2.5 CONSUMIDORES**

Segmento constituido por el conjunto de personas, instituciones y empresas, y en general por la sociedad toda, que tienen la particularidad de ser el sector final del mercado eléctrico. Corresponde al sector donde jurídicamente se agota el bien, es decir, donde se produce su consumo.

Los consumidores se clasifican en atención a su consumo, de esta manera, si son consumidores de una potencia conectada inferior o igual a 2.000 KW. se denominan *Clientes Regulados*. Si se trata de consumidores de una potencia conectada superior a 2.000 KW. estamos en presencia de **Clientes Libres o no Regulados**. Cabe destacar además, que el DFL N°1 en su artículo 90 letra a, referida al servicio por menos de 12 meses, y en la letra d, referida a los consumidores con potencia conectada superior a 500 kilowatts, da la posibilidad a estos de suscribir contratos a precio libre con sus proveedores.

Es importante destacar que cuando estamos en presencia de clientes libres, las relaciones que se dan entre éstos y las empresas del mercado eléctrico se rigen por las normas que ellos han acordado libremente, es decir, prima en este sector el principio de libertad contractual, por el contrario, cuando estamos en presencia de clientes regulados, las relaciones son regidas por ley, siendo lo más regulado por el legislador, los derechos y obligaciones a los que se someten, esto por un lado para resguardar sus intereses y el de toda la colectividad y por otro para resguardar los intereses de las empresas que conforman el mercado eléctrico chileno.

Nuestro ordenamiento consagra distintos derechos de los consumidores, los que están contenidos en la Ley N° 19.496 sobre Normas de Protección del Consumidor.

Algunos de estos derechos (que están consagrados principalmente para los clientes regulados) son:

- La libre elección del bien o servicio; este derecho se ve reflejado en el hecho de que los clientes pueden elegir someterse a un régimen de tarifa regulada o libre<sup>107</sup>, pueden convenir aumentos o reducciones temporales de consumo<sup>108</sup>. Este derecho se aprecia claramente en los consumidores libres, ya que dado el volumen de su demanda, pueden negociar las condiciones del contrato. No ocurre lo mismo tratándose de sectores catalogados como servicios públicos, ya que allí, los consumidores solo tendrán la alternativa de contratar el servicio con la empresa que tenga la concesión respectiva.
- Recibir el servicio de energía eléctrica de manera continua, eficiente, no discriminatoria y dentro de los parámetros de cantidad y calidad que establece el Decreto Supremo N° 327 y la normativa vigente, además, la protección de la salud y el medio ambiente y el deber de evitar los

---

<sup>107</sup> DFL N° 1, artículo 90 letra d).

<sup>108</sup> DFL N° 1, artículo 90 bis.

riesgos que puedan afectarles. Este derecho se encuentra recogido en varias disposiciones del DFL N° 1 que imponen el deber de mantener la calidad y seguridad del servicio, como el artículo 79, 81, 89, 91, 91 bis. Además del artículo 221 del Reglamento Eléctrico se desprende que la obligación de mantener la calidad de suministro no solo corresponde a las empresas distribuidoras, sino también a transmisoras y generadoras.

- El derecho a una información veraz y oportuna sobre los bienes y servicios ofrecidos, su precio, condiciones de contratación y otras características relevantes de los mismos, y el deber de informarse responsablemente de ellos; este derecho se encuentra plasmado en la Ley N° 18.410 artículos 3A y 3B, artículos que otorgan la facultad a la SEC para requerir de las personas y empresas sujetas a su fiscalización la información que fuere necesaria para el ejercicio de sus funciones y autoriza mediante resolución fundada a requerir a los sujetos señalados, bajo apercibimiento de multa, que efectúen auditorías para comprobar la veracidad y exactitud de las informaciones que le hayan proporcionado. Por otra parte, el artículo 106 del D.S N° 327, señala que las empresas concesionarias deberán mantener a disposición del público la lista de precios de los servicios que prestan, incluyendo los regulados y no regulados y el artículo 127 del mismo cuerpo legal señalan los requisitos que debe contener la boleta o factura que se emita al concesionario con el objeto de informar los detalles de su contenido.
- Recibir la debida atención a reclamos e inquietudes. Este derecho se encuentra plasmado en la Ley N° 18.410 artículo 3 N°s 17 y 18 los cuales señalan que la SEC deberá resolver oyendo a los afectados, los reclamos que se formulen, en contra de particulares, consumidores y propietarios de instalaciones eléctricas, de gas y de combustibles líquidos, en general, y que se refieran a cualquier cuestión derivada de los cuerpos legales o reglamentarios cuyo cumplimiento le corresponda fiscalizar, además debe atender las consultas del público y resolver los reclamos que se formulen en contra de los instaladores autorizados y de las entidades y laboratorios a que se refiere el número 14 del mismo artículo. Esta Ley señala que las respuestas deben entregarse en un plazo prudencial.
- Obtener información y asesoría, sobre las tarifas.
- Ser reembolsado por los montos cobrados en exceso, incluyendo intereses correspondientes, en caso de que el tipo de tarifa aplicada haya



sido indebidamente cambiada o por errores de medición, lectura o facturación.

- La seguridad en el consumo de bienes o servicios
- La reparación e indemnización adecuada y oportuna de todos los daños materiales y morales en caso de incumplimiento a lo dispuesto en esta ley, y el deber de accionar de acuerdo a los medios que la ley le franquea, de este modo el artículo 16 B de la Ley N° 18.410 señala que la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y al reglamento, que afecte parcial o íntegramente a una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios.
- La educación para un consumo responsable, y el deber de celebrar operaciones de consumo con el comercio establecido. Pese a ser un Derecho de gran interés él no esta regulado en ningún texto que regule materias eléctricas.

Entre los deberes de los consumidores figuran:

- Pagar oportunamente por el consumo mensual del servicio eléctrico recibido.
- Mantener las instalaciones eléctricas del inmueble en condiciones seguras y cumpliendo con la normativa vigente.

Conociendo ya los tres sectores que componen el mercado eléctrico chileno, es necesario señalar que para abastecer a todas las zonas de nuestro país se debe contar con la operación conjunta de ellos. Esta operación se debe someter a una estructura de Sistemas Eléctricos, y a una regulación dada por la intervención de distintos órganos, lo cual se verá a continuación.

## **2.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS<sup>109</sup>**

---

<sup>109</sup> Ver definición y características de sistema eléctrico en ítem 2.2.1.

Debido a las condiciones geográficas de nuestro país, el sistema eléctrico se divide en zonas geográficas, conformando de esta manera sistemas compuestos por generadoras, transmisoras y distribuidoras que se encargan de llevar a cabo la labor de suministro de energía eléctrica.

Las Generadoras se organizan básicamente en torno a cuatro sistemas, dos de ellos son de una importancia relevante: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING), y en cada uno de ellos la actividad de las empresas generadoras es coordinada y controlada por sus respectivos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

El mercado eléctrico chileno está formado por cuatro diferentes sistemas:

### **2.3.1 SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE (SING):**

Este sistema se extiende entre la ciudad de Arica y la localidad de Coloso cubriendo la Primera y Segunda Región de nuestro país. Abastece principalmente consumos de tipo industrial y minero, correspondiendo el 90 % de su consumo a grandes clientes de estos sectores económicos, y el resto del consumo se encuentra concentrado en empresas de distribución que abastecen a clientes sometidos a regulación de precios.

Las características más importantes del SING son:

1. Escasez de recursos de agua para usos de generación eléctrica.
2. Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.

### 3. Consumo de energía correspondiente principalmente a empresas mineras.

En el SING operan 6 empresas de generación, que junto a una empresa de Distribución conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING.

El parque generador del SING es eminentemente termoeléctrico, constituido en más de un 90 % por centrales a carbón y petcoke, diesel, y de ciclo combinado a gas natural.

El sector transmisión está constituido principalmente por líneas eléctricas de las empresas de generación, líneas de los propios clientes y líneas de empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

En cuanto a la distribución, operan en el SING 3 empresas: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a Iquique, y ELECDA S.A. que abastece a Antofagasta y a una parte del SIC que corresponde a Tal Tal.

A diciembre del 2004, constituían el CDEC – SING las empresas: EDELNOR, ELECTROANDINA, NORGENER, CELTA, GASATACAMA, AES GENER Y TRANSELEC NORTE<sup>110</sup>

---

<sup>110</sup> Pagina web, [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)

### 2.3.2 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

Este sistema eléctrico es el principal en nuestro país. Se extiende desde Tal Tal en la segunda región por el Norte, y hasta Chiloé en la Décima región. Abastece el 93%<sup>111</sup> de la población nacional, caracterizándose por un consumo residencial e industrial y una importante dependencia de la hidrología.

A diferencia del SING, abastece un consumo mayoritariamente de clientes regulados (70% del total).<sup>112</sup>

En el SIC participan alrededor de 20 empresas de generación que junto a algunas transmisoras conforman el CDEC – SIC.

Su parque generador está constituido, aproximadamente, en un 60 %<sup>113</sup> por centrales hidráulicas de embalse y de pasada; y en casi un 40 %<sup>114</sup> por centrales térmicas a carbón, diesel, y de ciclo combinado a gas natural.

En el SIC operan las siguientes empresas<sup>115</sup>:

- Diego de Almagro (Turbina Gas).( III Región)
- Huasco (Turbina Vapor).( III Región)
- Huasco (Turbina Gas). ( III Región)
- Guacolda ( III Región)
- Ventanas ( V Región)
- Laguna Verde TV.( V Región)
- Ciclo-Combinado Nehuenco I ( V Región)

---

<sup>111</sup> Página web, [www.seller-rate.cl](http://www.seller-rate.cl), "El sistema eléctrico".

<sup>112</sup> Idem a nota 83.

<sup>113</sup> Idem a nota 83.

<sup>114</sup> Idem a nota 83.

<sup>115</sup> Pagina web, [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)

- Ciclo Combinado Nehuenco II ( V Región)
- Ciclo-Combinado San Isidro ( V Región)
- Turbina Nehuenco 9B ( V Región)
- Candelaria (Región Metropolitana)
- Renca (Región Metropolitana)
- Ciclo-Combinado Nueva Renca (Región Metropolitana)
- San Francisco de Mostazal (Turbina Gas) (VI Región)
- Celco (VII Región)
- Coronel (VIII Región)
- Constitución (VII Región)
- PetroPower (VIII Región)
- Bocamina (VIII Región)
- Arauco (VIII Región)
- Laja (VIII Región)
- Cholguán (VIII Región)
- Valdivia (X Región)
- Licantén (VII Región)
- Horcones (Turbina Gas) (VIII Región)
- L. Verde (Turbina Gas) (V Región)
- Nueva Aldea (Ex Itata) (VIII Región)
- Antihue (Turbina Gas) (VIII Región)
- Los Molles (IV Región)
- Aconcagua (V Región)
- Los Quilos (V Región)
- Sauce Andes (V Región)
- Chacabuquito (V Región)
- Alfalfal (Región Metropolitana)
- Carbomet (Región Metropolitana)
- Florida (Región Metropolitana)
- Maitenes (Región Metropolitana)
- Rapel (VI Región)
- Sauzal (VI Región)
- Sauzalito (VI Región)
- Cipreses (VII Región)
- Colbún (VII Región)
- Curillín (VII Región)
- Isla. (VII Región)
- Loma Alta (VII Región)

- Machicura (VII Región)
- Pehuenche (VII Región)
- San Ignacio (VII Región)
- Puntilla (Región Metropolitana)
- Queltehues (Región Metropolitana)
- El Toro (VIII Región)
- Mampil (VIII Región)
- Pangué (VIII Región)
- Rucúe (VIII Región)
- Peuchén (VIII Región)
- Abanico (VIII Región)
- Antuco (VIII Región)
- Volcán (Región Metropolitana)
- Pullinque (X Región)
- Pilmaiquén (X Región)
- Canutillar (X Región)
- Capullo (X Región)
- Ralco (VIII Región)

### **2.3.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE AYSÉN**

Está ubicado en la XI Región y consta de cinco subsistemas aislados. Este sistema representa el 0.2%<sup>116</sup> de la potencia eléctrica instalada del país. De los cinco subsistemas que lo componen, sólo el de Aysén cuenta con capacidad instalada superior a 1.500KW. por tanto sólo él está sujeto a fijación de precio de nudo y de tarifa de distribución.

---

<sup>116</sup> Idem a nota 83.

### **2.3.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE MAGALLANES**

Está ubicado en la XII Región de nuestro país y consta de tres subsistemas aislados entre sí, que abastecen a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir. Su capacidad equivale al 0.7%<sup>117</sup> de la potencia instalada en el país. El 85% de su producción corresponde a turbinas y motores a gas natural y el 15% restante a motores diesel.<sup>118</sup>

Aparte de estos sistemas existen centros autoprodutores de generación, tratándose en la mayor parte de los casos de empresas industriales y mineras que abastecen totalmente sus necesidades de consumo eléctrico.

## **2.4 ÓRGANOS PARTICIPANTES EN EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL**

El mercado eléctrico chileno está estructurado en torno a siete instituciones principales: Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Comisión Nacional de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, un operador del sistema denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), el Panel de Expertos, Municipalidades y la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

### **2.4.1 MINISTERIO DE ECONOMÍA FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN**

---

<sup>117</sup> Página web, [www.seller-rate.cl](http://www.seller-rate.cl), "El sistema eléctrico"

<sup>118</sup> Idem a nota 90.

En sentido general, es el órgano encargado de dar un impulso hacia la modernización del estado en temas económicos, debe fortalecer, desarrollar y expandir la economía nacional y facilitar una apertura de ella a los mercados internacionales, de estimular el desarrollo de la innovación y de nuevas capacidades empresariales, facilitar la incorporación de nuevas tecnologías de la información en las esferas pública y privada, perfeccionar la institucionalidad regulatoria garantizando la libre competencia, así como la protección de los derechos de los ciudadanos, orientar los servicios dependientes a la satisfacción eficiente y pronta de las necesidades de los usuarios, y favorecer el crecimiento sostenido, integrado y sustentable de todas las regiones del país<sup>119</sup>. En el ámbito de la electricidad es el encargado, entre otras materias de fijar las tarifas de distribución, precios de nudo. Fija también las tarifas de generación y transmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, en los sistemas medianos, es decir, aquellos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 Megawatts y superior a 1500 Kilowatts<sup>120</sup>. Además, de acuerdo a la modificación introducida al DFL N° 1 por la ley 19.940 de 2004, el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción es el encargado de determinar, mediante decreto supremo, las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal, además de las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión<sup>121</sup>. Fijará asimismo, cada cuatro años el “valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal”, participará en un comité encargado de licitar, adjudicar y supervisar el estudio de transmisión troncal, fijará las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación,

---

<sup>119</sup> Información obtenida de la página web del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción: [www.minecon.cl](http://www.minecon.cl)

<sup>120</sup> DFL N° 1, artículo 104-1

<sup>121</sup> DFL N° 1, artículo 71-3.



establecerá, mediante una norma técnica, las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema<sup>122</sup>. Por otra parte, es el encargado del nombramiento de los integrantes del Panel de Expertos y del secretario de este organismo elegidos por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia<sup>123</sup>.

Debe además, otorgar concesiones definitivas<sup>124</sup>, imponer servidumbres de ocupación temporal de territorios municipales o particulares a favor de los concesionarios<sup>125</sup>, debe también designar una Comisión de Hombres Buenos para efectos de resolver conflictos surgidos a raíz de los montos de indemnización que se deben pagar al propietario del predio afectado por una servidumbre<sup>126</sup>.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción debe además fomentar las actividades de Generación, Distribución y Transmisión.

#### **2.4.2 COMISION NACIONAL DE ENERGÍA**

La Comisión Nacional de Energía será una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará directamente con el Presidente de La República. Todos sus actos

---

<sup>122</sup> DFL N° 1, artículos 71-11 y 71-12

<sup>123</sup> DFL N° 1, artículo 131.

<sup>124</sup> DFL N° 1, artículo 24.

<sup>125</sup> DFL N° 1, artículo 58.

<sup>126</sup> DFL N° 1, artículo 62.

jurídicos administrativos en los que, según las leyes, se exija la intervención de un ministerio, se realizarán a través del Ministerio de Minería<sup>127</sup>.

Corresponde a la Comisión Nacional de Energía, entre otras, las siguientes funciones<sup>128</sup>:

- a) Preparar, dentro del marco del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía y proponerlos al Presidente de la República para su aprobación;
- b) Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector;
- c) Contratar con personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, los estudios generales relacionados con el funcionamiento y desarrollo integral del sector, así como los de prefactibilidad y factibilidad que sean necesarios para la formulación y ejecución de los planes y políticas energéticas;
- d) Elaborar, coordinar y proponer al Gobierno las normas técnicas aplicables al sector energía que sea necesario dictar para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general así como para la seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto. Al efecto, podrá requerir la colaboración de las instituciones y organismos que tengan competencia normativa, de fiscalización o ejecución en materias relacionadas con la energía;
- e) Velar por el efectivo cumplimiento de las normas técnicas a que se refiere la letra anterior, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a los organismos en ella mencionados, a los que deberá impartir instrucciones, pudiendo delegar las atribuciones y celebrar con ellos los convenios que sean necesarios;
- f) Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas bienes y servicios energéticos e informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el que será la única repartición con atribuciones para fijar dichos precios y tarifas, siempre que éstos se encuentren sometidos al régimen de fijación en virtud de una norma legal;

---

<sup>127</sup> Decreto Ley N° 2224, que crea la Comisión Nacional de Energía, artículo 1.

<sup>128</sup> Decreto Ley N° 2224, artículo 4.

- g) Informar, en la forma y en los casos que señale el Reglamento, los decretos y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones, contratos de operación, licencias ó autorizaciones que se otorguen o celebren, en cumplimiento de las leyes y reglamentos vigentes o que rijan en el futuro, para el estudio, exploración, explotación, transporte, transmisión, almacenamiento y distribución de la energía o de los recursos energéticos. Las personas cuyas solicitudes de concesión o licencia, o cuyas ofertas de contrato fueren rechazadas o no consideradas por las autoridades encargadas de tramitarlos o negociarlos, podrán recurrir ante la Comisión a fin de que ésta, si lo estima conveniente, eleve los antecedentes al Presidente de la República para su resolución definitiva;
- h) Requerir de los Ministerios, Servicios Públicos y entidades en que el Estado tenga aportes de capital, participación o representación, los antecedentes y la información necesarios para el cumplimiento de sus funciones, quedando los funcionarios que dispongan de dichos antecedentes e informaciones, obligados a proporcionarlos en el más breve plazo.
- i) Cumplir las demás funciones y tareas que las leyes o el Gobierno le encomienden concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector energía.

Entre sus funciones, está el calcular los precios regulados en el sector generación – transporte, llamados precios de nudo; y en las empresas de distribución llamado Valor Agregado de Distribución.

En cuanto al cálculo de precio de nudo, la CNE prepara un informe que requiere la validación del Ministerio de Economía; el cálculo debe analizar las condiciones futuras del mercado, es decir, se debe preparar en base a una previsión de demanda de potencia de punta y energía del sistema eléctrico por los próximos 10 años<sup>129</sup>.

Una vez calculado el precio de Nudo, la CNE debe preparar un informe en cual debe ser entregado a las empresas generadoras y transmisoras que

---

<sup>129</sup> Este tema será tratado en detalle en el capítulo dedicado al precio de nuco.

efectúen ventas sometidas a fijación de precios, y a los CDECs en los primeros 15 días de marzo y septiembre de cada año<sup>130</sup>.

La CNE antes del 15 de Abril y 15 de Octubre de cada año debe informar al Ministerio de Economía y a las empresas eléctricas los Precios de Nudo, informe de cálculo del mismo, fórmulas de indexación, modificaciones realizadas luego de comparar los Precios de Nudo con los precios libres y las observaciones realizadas por las partes<sup>131</sup>. Con posterioridad, el Ministerio de Economía publica en el Diario Oficial los Precios de Nudo y las fórmulas de indexación el 30 de Abril y 31 de Octubre de cada año.

Como se señaló anteriormente, al tratar el Sector Distribución, la CNE participa en la fijación de los precios regulados y especialmente en la determinación del VAD<sup>132</sup>.

Además, con la modificación introducida al DFL N° 1 por la ley 19.940, la Comisión tendrá participación en la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, así, cada cuatro años se realizará un estudio de transmisión troncal para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por ella<sup>133</sup>. Participará también en el proceso de determinación de las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal, y líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión<sup>134</sup>; determinará aquellos medios de generación que estarán exceptuados del pago total o parcial de peajes por el uso que las inyecciones

---

<sup>130</sup> DFL N° 1, artículo 100.

<sup>131</sup> DFL N° 1, artículo 102.

<sup>132</sup> Ver acápite 2.2.4.

<sup>133</sup> DFL N° 1, artículo 71-17 y siguientes.

<sup>134</sup> DFL N° 1, artículo 71-2 inciso final.

de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal<sup>135</sup> y también calculará el valor anual de los Sistemas de Subtransmisión<sup>136</sup>.

Este órgano, creado por el DL 2.224 de 25 de Mayo de 1978 cuenta con una dirección superior a cargo de un consejo directivo integrado por los Ministros de Economía, Minería, Hacienda, Defensa Nacional, Ministro Secretario General de Presidencia y Ministro de Planificación y Cooperación. La cabeza de este consejo es el “Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía” y su administración corresponde al Secretario Ejecutivo, que es el jefe superior del servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial<sup>137</sup>.

Este organismo se encarga además de emitir un informe en el caso de que el Ministerio de Economía deba dictar un decreto de racionamiento en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía<sup>138</sup>.

### **2.4.3 SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES<sup>139</sup>**

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fue creado por la Ley 18.410 de 22 de Mayo de 1895, Esta norma define a dicho organismo,

---

<sup>135</sup> DFL N° 1, artículo 71-7.

<sup>136</sup> DFL N° 1, artículo 71-36.

<sup>137</sup> Decreto Ley N° 2224 , artículo 5.

<sup>138</sup> DFL N° 1, artículo 99 bis.

<sup>139</sup> Para el análisis de las función de la Superintendencia de Electricidad y Combustible, se tuvo a la vista el libro titulado “Derecho Eléctrico” cuyo autor es Eugenio Evans Espiñeira.

señala su objetivo principal y además regula sus funciones y composición. Sin embargo, esta no es la única norma que señala funciones de la SEC, ya que el DFL N° 1 también menciona determinadas labores.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, es el órgano funcionalmente descentralizado que se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Economía<sup>140</sup>. Su objetivo principal es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas<sup>141</sup>.

De esta norma se desprende que la Superintendencia de Electricidad y Combustible (en adelante SEC) tiene principalmente las siguientes funciones:

1. Función Fiscalizadora:

Esta función fiscalizadora se traduce en que la SEC es la institución que tiene por objeto evitar que los agentes intervinientes en el mercado eléctrico incurran en infracciones a la normativa aplicables al sector que puedan afectar la continuidad, calidad y seguridad del servicio. Esta es la función fiscalizadora preventiva.

---

<sup>140</sup> Ley 18.410, artículo 1.

<sup>141</sup> Ley 18.410, artículo 2.

Por otra parte, la SEC tiene funciones fiscalizadoras sancionatorias, cuyo objeto es la aplicación de sanciones en caso de infracciones a las normas regulatorias de la actividad eléctrica.

Entre las funciones fiscalizadoras, tanto preventivas como sancionatorias tenemos:

- Otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica<sup>142</sup>.
- Emitir informes respecto de las solicitudes de concesiones definitivas que se hagan al Ministerio en relación con:
  - a) Centrales productoras de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transporte y de distribución de energía eléctrica y
  - b) Plantas productoras de gas, líneas de transporte y de distribución de gas.Asimismo, deberá evacuar los informes que las leyes y reglamentos señalen respecto de tales concesiones<sup>143</sup>.
- Requerir a los concesionarios de servicio público de distribución de recursos energéticos que se encuentre en explotación, para que adecuen la calidad del servicio a las exigencias legales, reglamentarias o estipuladas en los decretos de concesión<sup>144</sup>.
- Emitir informes al Ministerio sobre las transferencias, a cualquier título, del dominio o del derecho de explotación de las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, salvo en los casos en que legalmente baste la autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles<sup>145</sup>.

---

<sup>142</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 1.

<sup>143</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 2.

<sup>144</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 4.

<sup>145</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 6.

- Conocer, mediante una comunicación previa, la puesta en servicio de las obras de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de energía eléctrica, de gas y de combustibles líquidos o parte de ellas<sup>146</sup>.
- Fijar los plazos máximos para la extensión de servicio en las zonas de concesión, pudiendo aplicar a los concesionarios de servicio público de distribución, una multa de hasta cinco unidades tributarias mensuales por cada día de atraso<sup>147</sup>.
- Comprobar los casos en que la falta de calidad o de continuidad del servicio se deban a caso fortuito o fuerza mayor. Para los efectos del artículo 16 B, las faltas de seguridad y calidad de servicio provocadas por indisponibilidad de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural proveniente de gasoductos internacionales, no serán calificadas como caso fortuito o fuerza mayor<sup>148</sup>.
- Amonestar, multar e incluso, administrar provisionalmente el servicio a expensas del concesionario, si la calidad de un servicio público de distribución de recursos energéticos es reiteradamente deficiente<sup>149</sup>.
- Suspender transitoriamente las autorizaciones o licencias que se hayan otorgado de acuerdo con los números 14, 15 y 26 de este artículo, cuando compruebe que no se cumplen las exigencias técnicas establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas de cumplimiento obligatorio para detentar o ejercer tales autorizaciones o licencias. La suspensión regirá hasta que se acredite el cumplimiento de las referidas exigencias<sup>150</sup>.
- Formar las estadísticas técnicas de explotación de las empresas eléctricas, de gas y de combustibles líquidos del país, en la forma que especifique la Comisión Nacional de Energía. Al efecto, la Superintendencia podrá requerir de las empresas señaladas la información necesaria, pudiendo sancionar con multa la no entrega de dicha información dentro de los plazos establecidos<sup>151</sup>.

<sup>146</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 8.

<sup>147</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 10.

<sup>148</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 11.

<sup>149</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 12.

<sup>150</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 19.

<sup>151</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 20.



2. La SEC, además goza de funciones normativas e interpretativas:

En este sentido, el DFL N° 1 en su artículo 9 expresa: *“La aplicación de la presente ley corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustible...”*

3. La SEC además es un órgano dotado de facultades para resolver discrepancias que se formulen por, entre o en contra de particulares, consumidores y propietarios de instalaciones eléctricas, de gas y de combustibles líquidos, en general, y que se refieran a cualquier gestión derivada de los cuerpos legales o reglamentarios cuyo cumplimiento le corresponda fiscalizar<sup>152</sup>. Esto conforma la función jurisdiccional.

Algunas de ellas son:

- Comprobar, en caso de reclamo, la exactitud de los instrumentos destinados a la medición de electricidad, de gas y de combustibles líquidos suministrados a los consumidores, por intermedio de las entidades y laboratorios señalados en el número 14 de este artículo.  
Las pruebas de los instrumentos de medida serán de cargo de la empresa concesionaria si se comprobare que los instrumentos son inexactos y no se ajustan a la norma respectiva y, por el contrario, serán de cargo del reclamante, si se comprobare que operan dentro de las tolerancias permitidas<sup>153</sup>.
- Atender las consultas del público y resolver los reclamos que se formulen en contra de los instaladores autorizados y de las entidades y laboratorios encargados de efectuar el control de seguridad y calidad de los equipos, materiales e instalaciones eléctricas<sup>154</sup>.

---

<sup>152</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 17.

<sup>153</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 16.

<sup>154</sup> Ley N° 18.410, artículo 3 N° 18.

En cuanto a la composición de la SEC, está constituida por las siguientes divisiones<sup>155</sup>:

1. División Técnica de Electricidad;
2. División Técnica de Combustibles.
3. División de Administración y Finanzas.

Además, la Ley N° 18.410 señala que el Superintendente contará con órganos asesores que le permitan llevar a cabo su labor, estos órganos son la Asesoría Jurídica que deberá conocer, analizar, resolver y comunicar de todas las cuestiones jurídicas que se susciten en las dependencias del Servicio. Por otra parte, cuenta con una Auditoría, que como su nombre lo indica, debe llevar a cabo la auditoría contable y administrativa y confeccionar estadísticas del Servicio. Por último, cuenta con una Oficina de Coordinación encargada de asesorar al Superintendente respecto al desempeño de éstas, de acuerdo a la planificación y normas señaladas por el Superintendente. Además existe una Secretaría General que se encarga del conocimiento, atención y tramitación de toda documentación relacionada con las materias propias de la Superintendencia.<sup>156</sup>

#### **2.4.4 CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA (CDEC)**

- Está definido en el DFL N° 1, en su artículo 150 letra b) en los siguientes términos: “ *organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y*

---

<sup>155</sup> Ley N° 18.410, artículo 5.

<sup>156</sup> Ley N° 18.410, artículo 6 N°s, 1, 2 y 3.

*adicionalmente; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barra de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada”*

De este artículo podemos extraer lo siguiente:

- Los CDEC son organismos independientes
- No tienen Personalidad Jurídica
- Están formados por empresas que se encargan de llevar a cabo el proceso productivo de la electricidad.
- Por otra parte, su existencia es obligatoria y todos los que están interconectados a los sistemas deben obedecer sus ordenes; de este modo, se convierte en el eje central de la operación de un sistema eléctrico.
- La creación de estos organismos tuvo por objeto coordinar la operación de instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados, con el fin de<sup>157</sup>:
  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.

La composición de los CDEC está reglamentada en el D.S N° 327, artículos 173 y siguientes<sup>158</sup>:

El CDEC está compuesto por un Directorio que a su vez está integrado por un representante ( y su suplente) de cada una de las entidades que integran el

---

<sup>157</sup> DFL N° 1, artículo 81.

<sup>158</sup> Existe un proyecto que modifica su actual composición.

CDEC y por un Presidente, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes que estarán a cargo de un Director y contará con una dotación suficiente de profesionales y técnicos cuyo número fijará el Directorio del respectivo CDEC.

Se puede señalar que las funciones del CDEC, básicamente pertenecen al grupo de funciones fiscalizadoras preventivas, ya que, todas están destinadas a perseguir el propósito de los CDEC, cual es mantener la confiabilidad del sistema eléctrico, concepto íntimamente ligado a la seguridad y calidad del servicio, todo ello procurando el menor costo posible. Dichas funciones están mencionadas en el D.S N° 327, artículos 172, y son las siguientes:

1. Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, en conformidad a lo que establece la ley al respecto, y comunicarla a quienes estén interconectados al sistema<sup>159</sup>.
2. Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras pertenecientes a los nudos del respectivo sistema eléctrico<sup>160</sup>.
3. Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras, sujetándose a lo establecido por la ley al respecto<sup>161</sup>.
4. Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor, adoptando toda clase de medidas correctivas que se requieran<sup>162</sup>.
5. Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadoras, conforme al procedimiento establecido para esos efectos por el reglamento eléctrico<sup>163</sup>.
6. Elaborar 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 reglamento interno<sup>164</sup>.

---

<sup>159</sup> D.S N° 327, artículo 172 a).

<sup>160</sup> D.S N° 327, artículo 172 b).

<sup>161</sup> D.S N° 327, artículo 172 c).

<sup>162</sup> D.S N° 327, artículo 172 d).

<sup>163</sup> D.S N° 327, artículo 172 e).

<sup>164</sup> D.S N° 327, artículo 172 f).

7. Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites que fija este reglamento<sup>165</sup>.
8. Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico, según los procedimientos establecidos en el reglamento interno<sup>166</sup>.
9. Elaborar todo tipo de informe que se mencione en el D.S N° 327<sup>167</sup>.
10. Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión<sup>168</sup>.
11. Reunir información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, y las proyecciones de potencia transitada y de ingresos tarifarios aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema, para los siguientes cinco años<sup>169</sup>.
12. Informar a la Superintendencia las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema, así como todo otro aspecto que pueda tener efectos en la seguridad del servicio o en la capacidad instalada del sistema<sup>170</sup>.
13. Verificar los niveles de seguridad que existen en los nudos del sistema en que se efectúa retiro de electricidad<sup>171</sup>.

#### **2.4.5 PANEL DE EXPERTOS**

La ley 19.940 de 2004, “Ley Corta”, dentro de las modificaciones que introdujo, estableció la creación de un nuevo organismo denominado “Panel de Expertos”, el cual se encuentra regulado en el Título VI del DFL N° 1.

---

<sup>165</sup> D.S N° 327, artículo 172 g).

<sup>166</sup> D.S N° 327, artículo 172 h).

<sup>167</sup> D.S N° 327, artículo 172 i).

<sup>168</sup> D.S N° 327, artículo 172 j).

<sup>169</sup> D.S N° 327, artículo 172 k).

<sup>170</sup> D.S N° 327, artículo 172 l).

<sup>171</sup> D.S N° 327, artículo 172 m).

Este panel estará integrado por siete miembros profesionales, cinco de los cuales serán ingenieros o licenciados en ciencias económicas, y dos abogados, todos los cuales serán designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público, y cuyo nombramiento se realizará mediante resolución del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Estos integrantes ejercerán su cargo por un periodo de seis años, pudiendo ser reelectos, para lo cual deberán participar nuevamente de un concurso público.

El Panel contará además con un secretario, que debe ser abogado y será designado por la Comisión Resolutiva o el Tribunal de la Libre Competencia. Permanecerá en el cargo por un periodo de 6 años, pudiendo ser reelecto por un nuevo período.

El artículo 130 del DFL N° 1 establece que serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias relativas a:

- La determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas de los estudios vinculados a la fijación tarifaria del sector de transmisión troncal.
- El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión Nacional de Energía.
- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.
- La fijación del peaje de distribución.
- La fijación de los peajes de subtransmisión.
- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 Megawatts y superior a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación.
- La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía, prestados por las empresas, sean o no concesionarias de servicio público, que sean expresamente calificadas por resolución de la Comisión Resolutiva a solicitud de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, como sujetos a fijación de precios, en consideración a

que las condiciones del mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.

- La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras, en caso de no existir acuerdo entre la empresa y la superintendencia.
- La fijación del valor nuevo de reemplazo, en caso de no existir acuerdo entre el concesionario y la superintendencia.
- Las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto a las líneas de los sistemas adicionales.
- Las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo sometan a su dictamen, y las demás que indique la ley.
- Los conflictos suscitados al interior de un CDEC, respecto de las materias que se determinen reglamentariamente.

#### **2.4.6 MUNICIPALIDADES**

Participan en la regulación del sector eléctrico otorgando permisos para que las líneas de transmisión no sujetas a concesión crucen calles, otros bienes nacionales de uso público u otras líneas<sup>172</sup>, todo ello según lo dispuesto en el artículo 54 del DFL N° 1.

La Municipalidad deberá conocer de las solicitudes de permisos y resolver fundadamente sobre la solicitud presentada previa consulta a la Superintendencia acerca de las concesiones de distribución en el área, y previa autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado<sup>173</sup>

---

<sup>172</sup> DFL N° 1, artículo 12 y 34 y siguientes.

<sup>173</sup> DFL N° 1, artículo 35.

Por otra parte, las Municipalidades gozan de facultades fiscalizadoras, ya que podrán dejar sin efecto un permiso otorgado cuando compruebe que en su ejercicio no se cumple con las disposiciones del DFL N° 1 o del D. S. N° 327<sup>174</sup>.

Además, en aquellos sistemas con capacidad instalada de generación igual o inferior a 1.500 KW. las Municipalidades negocian con las concesionarias de distribución los precios máximos y la calidad del servicio para el suministro a clientes finales<sup>175</sup>.

#### **2.4.7 COMISION NACIONAL DE MEDIO AMBIENTE**

Este organismo está encargado de administrar el sistema de evaluación de impacto ambiental, a nivel nacional en lo referido al sector eléctrico emitiendo para ello una declaración que determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes. Por otra parte, coordina los procesos de generación de las normas de calidad ambiental y determina los programas para su cumplimiento.

A este respecto cabe destacar que en el artículo 2 de la Ley 19.300 letras e), f) y k) define “Daño Ambiental” como *toda pérdida, disminución, detrimento o menoscabo significativo inferido al medio ambiente o a uno o más de sus componentes* y “Declaración de Impacto ambiental” como, *“el documento descriptivo de una actividad o proyecto que se pretende realizar, o de las*

---

<sup>174</sup> DFL N° 1, artículo 37.

<sup>175</sup> DFL N° 1, artículo 122.



*modificaciones que se le introducirán, otorgado bajo juramento por el respectivo titular, cuyo contenido permite al organismo competente evaluar si su impacto ambiental se ajusta a las normas ambientales vigentes” e “Impacto ambiental” como:” la alteración del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada”.*

Esta norma señala además los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases y les impone la obligación de someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental. Entre las actividades que señala, existen algunas relacionadas con el proceso productivo de la electricidad, las cuales son<sup>176</sup>:

- Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones;
- Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW.

Estas actividades deberán someterse a un estudio de impacto ambiental si generan o presentan a lo menos uno de los siguientes efectos:

- a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos;
- b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire;
- c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos;

---

<sup>176</sup> Ley N° 19.300 artículo 10 letras b) y c)

d) Localización próxima a población, recursos y áreas protegidas susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar;

e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona, y

f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

Realizado el estudio, La Comisión Nacional o Regional de Medio Ambiente en un plazo de 120 días, que se podrá ampliar, deberá pronunciarse respecto de él, pudiendo solicitar además aclaraciones, rectificaciones o ampliaciones del estudio. El estudio será aprobado si cumple con la normativa de carácter ambiental, en caso contrario será rechazado. En caso de que la Comisión Nacional o Regional de Medio ambiente no se pronuncie sobre el estudio de impacto ambiental dentro de plazo, éste se entenderá calificado favorablemente<sup>177</sup>

---

<sup>177</sup> Ley N° 19.300, artículo 16.

## **CAPITULO III**

### **SECTOR GENERACIÓN**

Antes de abocarnos al estudio del funcionamiento del sector Generación, creemos necesario dar a conocer los principales hitos de su evolución en nuestro país, nos concentraremos en su inicio, tímido, con obras muy localizadas pero de gran significancia, hasta nuestros días en que el sector se encuentra plenamente desarrollado y con una regulación acorde con el progreso.

Consideramos que conocer y analizar la evolución de este sector a lo largo de la historia es absolutamente necesario para comprender y conocer su funcionamiento actual, la participación de los sectores público y privado y de las distintas instituciones que en él intervienen. La historia de la generación eléctrica en Chile permite darnos cuenta de cuan necesario se hace fomentar la ejecución de nuevos proyectos eléctricos, asimismo regular de manera eficiente este gran sector de la economía nacional a fin de lograr un funcionamiento transparente, y con una competencia abierta.

## **3.1 HISTORIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE<sup>178</sup>**

### **3.1.1 DESARROLLO EMPRESARIAL**

La Energía eléctrica surge como un bien de consumo masivo a fines del siglo XIX. Así en 1882 se instala por primera vez un sistema de alumbrado público en Lane Fox, Londres.

En Chile en tanto, la primera instalación de abastecimiento se lleva acabo el año 1883, bajo el gobierno del presidente Domingo Santa María, año en que se ilumina la Plaza de Armas de Santiago y el Pasaje Matte a través de un grupo generador de unos pocos Kw de potencia. Dos faroles de cinco luces – cada una capaz de iluminar tanto como treinta y dos velas-, para la plaza de la Intendencia, uno frente al Portal McClure y otro a un costado del Portal Fernández Concha, constituyó el primer equipamiento eléctrico que obtuvo el permiso de instalación del municipio de Santiago.

Posteriormente en julio de 1897 se pone en servicio la primera instalación eléctrica de importancia, la Central Hidroeléctrica de Chivilingo, ubicada a 10 kilómetros al sur de Lota, que contaba con dos alternadores de 250 Wva. (Kilovolt amperes) cada uno y turbinas de tipo Pellón para una caída de agua de 110 metros que suministra electricidad a la Compañía Carbonífera del Mineral de Lota.

---

<sup>178</sup> Este tema se desarrolla en base a variados documentos de la Comisión Nacional de Energía, del Instituto de Ingenieros de Chile, y apuntes de clases del profesor Francisco Aguirre Leo, del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Chile.

En ese mismo año comienza también su funcionamiento la “Compañía de Luz Eléctrica de Punta Arenas”, que al año siguiente inicia el servicio de alumbrado público y residencial.

Luego, en Junio de 1900 entra en servicio la Central Térmica Mapocho, la primera de Servicio Público. Funciona con dos máquinas de 676 Kw cada una. Esta central alimenta el alumbrado público del centro de Santiago y los tranvías eléctricos.

El año 1905, con capitales absolutamente nacionales nace la Compañía General de Electricidad Industrial “Electricid”, que obtiene las concesiones para la electrificación de San Fernando, Chillán y Los Ángeles.

El mismo año se pone en servicio de Central Hidroeléctrica El Sauce en Valparaíso.

En 1909 la Compañía Transatlántica de Electricidad comienza el funcionamiento de la central hidroeléctrica “La Florida”, que es alimentada por un canal desde el río Maipo con cuatro generadores de corriente alterna de 3000 Wva cada uno. Esta central se interconectó con las nuevas Subestaciones Victoria y Mapocho para apoyar el sistema de la “Chilean Transway Co.”. Este sistema de 12 Kv luego se amplió para formar el anillo de suministro en torno al centro de Santiago, en 1924.

En 1915, en el norte del país, la empresa minera “Chile Exploración Co.” fundó la central termoeléctrica “Tocopilla” con tres máquinas de 10.000 Wva., y las líneas necesarias para unirla con Chuquicamata.

Durante la época de la Primera Guerra Mundial el desarrollo eléctrico nacional fue escaso, salvo el caso de los autoproductores en la zona norte del país donde se concentraba la gran minería del cobre y del salitre.

En 1919 se forma la “Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica” que obtiene una concesión de los ríos Maipo y Colorado, donde posteriormente construye la Central Maitenes.

En 1921, el 14 de septiembre se constituye la “Compañía Chilena de Electricidad” a raíz de la fusión de la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica y la Whitehall Securities Corporation. Esta nueva compañía llegó a un acuerdo con la Compañía General de Electricidad Industrial “CGEI”, de la cual obtiene la concesión y las obras de construcción de la central del Maipo. De igual forma ambas empresas se dividen la zona de servicio, quedando la CGEI con la concesión al sur del río Maipo y la Compañía Chilena de Electricidad al norte de este río.

En 1926 se funda la “Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)” que explota el servicio eléctrico en Lebu, extendiéndose luego hasta la Décima Región.

Entre 1922 y 1930 se produjo un fuerte impulso de la electrificación en nuestro país, particularmente en la zona central, materializándose en obras e instalaciones tanto en el sector generación como en transmisión y distribución. Se crean las centrales hidroeléctricas de Maitenes y Queltehues, se instalan líneas de 100 Kv y se materializa además la electrificación de Ferrocarriles.

En los años posteriores a la crisis mundial producida entre los años 1929 y 1933, se manifiesta en Chile una fuerte demanda de energía eléctrica, viéndose sobrepasadas las empresas generadoras, lo que trajo consigo un perjuicio para el desarrollo de la producción y actividad económica nacional. A raíz de esto se motivó la formulación de una Política Eléctrica y un Plan de Electrificación del país, ambos propuestos por el “Instituto de Ingenieros de Chile”. En dicho trabajo se plantea la necesidad de intervención del Estado en la generación y transmisión de energía eléctrica. En 1939 un estudio propone un programa de obras para ser construidas entre 1940 y 1950. Además varios grupos y empresas privadas realizan obras de abastecimiento y entregan sus excedentes al servicio público. Entre estas empresas están las instalaciones termoeléctricas en abastecimiento minero de la zona norte, la central hidroeléctrica “Los Quilos”, perteneciente a Cementos Melón, la central hidroeléctrica “Los Bajos” de la “Fábrica Nacional de Carburo”, ampliación de la central “La Puntilla” de la Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones.

A pesar de estas obras, el desabastecimiento se produjo en la zona central entre 1946 y 1947. Por primera vez en el país hubo racionamiento eléctrico, producto de lo cual, el 18 de enero de 1949 por Decreto N° 404 del Ministerio del Interior se establece restricción de energía eléctrica en las provincias de Santiago y Valparaíso.

En 1955 la potencia total instalada alcanzaba a 991.300 Kw., de los cuales 540.600 Kw correspondía a servicio público. El 53% de la potencia instalada estaba en centrales hidroeléctricas. La Central Cipreses, inaugurada en 1955

permite aliviar el déficit que existía, marcándose así el comienzo de una segunda etapa del plan de electrificación del país, pues sus líneas de transmisión permiten interconectar los dos sistemas regionales más importantes en esa fecha. Aquí se inicia el Sistema Interconectado Central (SIC), al abarcar desde La Ligua hasta la ciudad Victoria en el sur.

En 1959, ENDESA<sup>179</sup> inaugura la Central Hidroeléctrica Sauzalito, ubicada en la ciudad de Rancagua, VI Región.

En 1962, en la zona sur se pone en servicio la Central Hidroeléctrica Pullinque con capacidad de 49.000 Kw., lo que permitió extender el SIC hasta Puerto Montt. Así en 1969 el SIC se extendía desde Illapel por el norte hasta Puerto Montt por el sur.

Por otra parte, en 1962 la Compañía Chilena de Electricidad construyó la Central Térmica Renca, con una capacidad instalada de 100.000 Kw, la que entra en servicio en 1964.

Fuera del SIC también hubo desarrollo de otras empresas. En Arica, Iquique y Antofagasta se instalaron entre 1958 y 1967 varios grupos generadores en base a combustible diesel. En 1967 inicia funciones la central hidroeléctrica Chapiquiña en Arica y al año siguiente esta ciudad se interconecta con Pozo Almonte e Iquique, constituyendo el Sistema de Tarapacá.

---

<sup>179</sup> ENDESA fue creado el 1º de Diciembre de 1943 como una Sociedad Anónima filial de CORFO, con el objeto de realizar el plan de electrificación del país, incluyendo Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica.



En 1965 ENDESA une Chiloé con el SIC.

Para alimentar a la zona de Vallenar y Copiapó, en 1965 comienza sus funciones la central térmica a vapor-carbón de Huasco; mientras que en el otro extremo del país, en Punta Arenas se instalan entre 1955 y 1967 varias unidades termoeléctricas diesel, vapor-carbón y turbinas a gas, con una potencia total de 12.500 Kw.

Ya cerca de la década del 70 se inicia el desarrollo de grandes proyectos de generación y sistemas de transmisión. En 1968 inician sus funciones dos máquinas (de 70.000 Kw. cada una) de la Central Rapel de ENDESA, a las que siguen dos más en 1969, y una quinta en 1970 con lo que completa su potencia total de 350.000 Kw. Esta central se unió a Santiago mediante una línea de transmisión entre Rapel y Cerro Navia, de 220 Kv.

En 1970 ENDESA inaugura la Central Térmica Bocamina, de 125.000 Kw, ubicada en Coronel, unida también al SIC.

Posteriormente, en 1973 ENDESA pone en servicio las tres primeras unidades de la Central Hidroeléctrica El Toro en el río Laja, y en 1974 la cuarta unidad, completando una capacidad instalada de 400.000 Kw, pasando a convertirse en la mayor central del SIC y del país.

En 1977 Chilectra<sup>180</sup> pone en marcha la central Ventanas II, a Vapor-Carbón, de 210.000 Kw. En 1981 ENDESA pone en servicio en la hoya del río Laja la

---

<sup>180</sup> La Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica creada en 1919 y los bienes de la Chilean Electric Tramway and Light Co. creada en 1889 se fusionaron en 1921, surgiendo, de esta manera, la

central hidroeléctrica Antuco, de 300.000 Kw. y en 1982 nacen las Empresas Generadoras, filiales de ENDESA, Pullinque y Pilmaiquen S. A.

En 1985 se ponen en servicio las centrales hidroeléctricas Colbun-Machicura, con una potencia instalada de 490.000 Kw.

En la séptima zona eléctrica, en Puerto Natales, ENDESA instaló dos turbinas a gas de 800 Kw y en Punta Arenas en 1972 y 1975 pone en servicio otras dos turbinas de 6.700 Kw. y 24.000 Kw. respectivamente. En Puerto Porvenir en tanto, con la instalación de nuevos grupos diesel y el retiro de otros se produjo un aumento de potencia de 1429 Kw.

A partir de 1978 todos los grandes proyectos construidos constituyen sociedades separadas de ENDESA, esto a raíz de una política de desconcentración, descentralización y privatización de actividades iniciados por la Comisión Nacional de Energía. Estas nuevas sociedades se crean como filiales CORFO independientes de la matriz. Nacen aquí Colbún S. A. y Pehuenche S. A. posteriormente vendrían Pangué S. A. y Chilgener filial CORFO que nace en 1986 cuando se separa la Compañía Chilena de Electricidad.

En 1981 ENDESA, pone en movimiento la Central Hidroeléctrica Antuco, la que se encuentra ubicada en El Abanico, VIII Región.

Años mas tarde, en 1985, COLBÚN S.A. inaugura la Central Hidroeléctrica Machicura en la comuna de San Clemente, VII Región.

En 1987 nace el Sistema Interconectado Norte Grande “SING” que conectó el sistema desde Arica hasta Antofagasta mediante la ejecución de obras de EDELNOR Y CODELCO CHUQUICAMATA. Esto permitió contar con un centro de generación en Tocopilla que funcionaba con 280 Mw en unidades de carbón, 120 Mw en unidades a petróleo y 40Mw en turbinas a gas, y con líneas y subestaciones de 220 Kv entre Arica y Antofagasta.

CODELCO-CHUQUICAMATA pone en servicio en 1987 su decimocuarta unidad a carbón, con una potencia aproximada de 125 Mw, así como también CODELCO TOCOPILLA amplía su central térmica y sus sistemas de transmisión.

En los años 1988 y 1989 CORFO desarrolla su filial EDELAYSEN a la cual transfiere las pequeñas centrales de la Décima y Decimoprimeras regiones. Así se ponen en servicio las centrales hidroeléctricas El Trato con 640 Kw, Nuevo Reino con 300 Kw, y Río Azul con 1050 Kw .

En 1990 ENDESA pone en servicio la Central hidroeléctrica Canutillar en Puerto Montt, con 145 Mw de potencia. En 1991, a través de su filial Pehuenche S. A. pone en servicio la central hidroeléctrica del mismo nombre, de 500 Mw en la cuenca del Maule. Ese mismo año comienza sus funciones la central Alfalfal de Chilgener, con una potencia de 160 Mw. Dos años más tarde, el 2 de abril de 1992 se construye en la Tercera Región, la “Eléctrica

Guacolda S. A.” con el objetivo de asegurar el suministro eléctrico en el sector norte del Sistema Interconectado Central (SIC).

En 1993 ENDESA retira del servicio en el SIC turbinas a gas por un total de 72 Mw. las que se trasladan para operar en el SING. Por su parte, la empresa PEHUENCHE S.A. en la localidad de Los Cipreses, VII Región, instala la Central Hidroeléctrica Curillinque.

A fines de 1993 se produce la ampliación de capacidad de la central Florida, de propiedad de canalistas del Maipo, contando con una potencia de 28.000 Kw. A inicios de 1994 Pehuenche S. A. pone en servicio la Central hidroeléctrica Curillinque, de 85 Mw en la cuenca del Maule. Y GENER S.A. pone en movimiento la Central Hidroeléctrica El Volcán, ubicada en la Región Metropolitana.

En 1995 comienza a funcionar la Central Termoeléctrica Laja, empresa de propiedad de ENERGÍA VERDE S.A., la que se encuentra ubicada en la ciudad de Laja, VIII Región, comienza además a operar la Central Termoeléctrica Constitución, en la ciudad de Constitución, VII Región, de propiedad de la misma empresa anterior.

A partir de ese año, las privatizaciones del sector eléctrico se hicieron en concordancia con el desarrollo económico y social del país. La Generación se consideró como una industria proveedora de tipo mayorista, existiendo en este momento condiciones para un desarrollo competitivo, descentralizado y con una gran participación del sector privado.

En el año 1996, se inaugura la Central Termoeléctrica Arauco, ubicada en la VIII Región, junto con la Central Termoeléctrica Celco, ubicada en la ciudad de Constitución, VII Región; empresas de propiedad de ARAUCO GENERACIÓN S.A. Además es inaugurada la Central Hidroeléctrica Pangué en la VIII Región, sector de Santa Bárbara y en la VII Región nace la Central Hidroeléctrica San Ignacio de propiedad de COLBÚN S.A.

En Febrero de 1997 Comienzan las primeras obras de la construcción de la central hidroeléctrica Ralco, ubicada a 120 km. al oriente de Los Angeles, VIII Región, la que inicia su operación comercial en el año 2004 año en el que comienza a entregar energía en forma constante al sistema.

Ralco es de suma importancia para Chile, pues aporta 3.100 GWh de energía al año, lo que representa el 9% de la energía requerida por el Sistema Interconectado Central, en la zona donde habita más del 90% de la población del país.

Ese mismo año se ponen en movimiento 4 centrales: la Central Hidroeléctrica Puntilla situada en la comuna de Puente Alto, Región Metropolitana, central de propiedad de E.E. Puntilla S.A; la Central de Ciclo-Combinado Nueva Renca, de propiedad de la Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (ESSA), ubicada en la ciudad de Santiago, Región Metropolitana; Central Ciclo-Combinado Nueva Renca ubicada en la XIII Región y la Central Hidroeléctrica Loma Alta en la ciudad de Linares, VII Región.

En el año 1998 inicia su gestión comercial la Central de Ciclo-Combinado San Isidro, ubicada en Quillota, V Región y la Central Termoeléctrica

PetroPower, ubicada en Hualpén, VIII Región, junto con la Central Hidroeléctrica Rucúe, filial de COLBÚN S.A. ubicada en el sector de El Abanico en la VIII Región.

En 1999 entra en operación la central termoeléctrica Nehuenco I, filial de COLBUN, que está ubicada en la comuna de Quillota, Quinta Región. Este mismo año, es puesta en servicio la Central Termoeléctrica Antilhue (Turbina Gas), propiedad de ENDESA, ubicada en Valdivia, X Región.

En Taltal, II Región, en el año 2000, ENDESA inaugura la Central Termoeléctrica Taltal y la empresa IBENER S.A. pone en movimiento la Central Hidroeléctrica Peuchén, la que está ubicada en la localidad de Santa Bárbara, VIII Región y la Central Hidroeléctrica Mampil, ubicada en el mismo sector.

En 2001 se inicia la construcción de Nehuenco III, central térmica de ciclo abierto con una capacidad instalada de 108 MW ubicada en el complejo termoeléctrico Nehuenco, la cual entra en operación un año más tarde.

En el 2002, se inicia la construcción de Nehuenco II, central térmica de ciclo combinado con una capacidad instalada de 384 MW ubicada en el mismo complejo termoeléctrico, que entra en operación en 2003.

En 2004 entra en operación comercial en ciclo combinado la central termoeléctrica Nehuenco II. Se inicia la construcción de central térmica Candelaria que se desarrollara en la comuna de Mostazal, en la VI Región, con capacidad instalada de 200MW que opera en ciclo abierto y entró en

servicio durante el primer semestre de 2005. Ese mismo año se aprueba la construcción de central hidroeléctrica Quilleco, en la VIII Región, central de pasada, aguas abajo de Rucúe, con capacidad instalada de 70 MW. La operación comercial está programada para el primer semestre de 2007. En el 2005 se inicia construcción de central hidroeléctrica Chiburgo con capacidad instalada de 20 MW ubicada en la comuna de Colbún, VII Región. Su operación esta prevista para el primer semestre de 2007<sup>181</sup>.

Actualmente existe un considerable número de proyectos eléctricos que podrían entrar en operación a partir del año 2009

### **3.1.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Este sector es el encargado de transformar fuentes primarias de energía, es decir, recursos naturales disponibles en forma directa o indirecta para su uso energético, en energía eléctrica transportable y utilizable en centros de consumo.

Este sector es el eje del sistema eléctrico chileno, dado que es allí donde se inicia la cadena productiva de este mercado, y abarca el mayor número de inversiones y participantes en relación al segmento transmisión y distribución.

Dada su importancia y trascendencia, el legislador, ha dejado a este sector bajo un sistema de libre mercado, donde no existen barreras de entrada que impidan la materialización de futuras nuevas obras y donde día a día se hacen

---

<sup>181</sup> Información obtenida de página web: "www.colbun.cl"

esfuerzos por otorgar los incentivos que contribuyan a su crecimiento. Esta libre entrada al mercado es un derecho consagrado en nuestra Carta Fundamental en el sentido de que toda persona goza del derecho a desarrollar cualquier actividad económica que no sea contraria a la moral, buenas costumbres y orden público.<sup>182</sup>

Por otra parte, esta libertad significa que el inversionista puede decidir libremente donde instalar su planta, la magnitud de ésta, sus características y el modo de llevar a cabo su labor<sup>183</sup>. El hecho de dar incentivos a la creación de centrales eléctricas con miras a reforzar este mercado frente al constante crecimiento de la demanda, lleva necesariamente aparejado el aumento de inversiones en los sectores de transmisión y distribución, lo que en definitiva nos permite tener un sistema más sólido y seguro, que cubre todas las necesidades del país.

Su importancia radica además en el hecho de que dada la existencia de distintas centrales y la posibilidad de competencia entre ellas, implica un estímulo para incorporar mejores niveles de tecnologías usados para la producción de energía eléctrica, además implica que las empresas deben realizar estudios acuciosos para elegir correctamente la fuente primaria a utilizar y la ubicación de la central, de modo de obtener los más bajos costos tanto de producción como de inversión, lo que en definitiva se traducirá en grandes ventajas para los consumidores finales, porque podrá tener una mayor calidad y seguridad en el suministro y al costo más bajo posible.

---

<sup>182</sup> Constitución Política de la República, Artículo 19 N° 21

<sup>183</sup> Esto, sin perjuicio del deber de obtener los permisos ambientales y sectoriales aplicables a su planta.



La generadora en su proceso productivo puede utilizar distintos recursos, ejemplo de ellos son las fuentes renovables de energía, como el agua, aire, energía solar, energía geotérmica, o bien optar por combustibles como el gas, carbón, petróleo, entre otros.

En el SIC, las centrales hidráulicas, es decir aquellas que en su elaboración utilizan como fuente primaria el agua, tienen enorme presencia, principalmente en la zona sur. Esto se debe a las condiciones geográficas y climáticas que allí existen, donde las precipitaciones se producen prácticamente durante todo el año.

La utilización del agua presenta ventajas y desventajas para una empresa generadora. En cuanto a las ventajas, se puede señalar que al tratarse de un bien renovable, la generadora puede utilizarla sin agotarla, es decir, al deslizarse por su cauce natural es aprovechado por la central para la producción de energía y luego puede ser reutilizada por otros sectores económicos y para otros fines. Por otra parte, la utilización del agua es menos contaminante que otros productos, es decir, convierte a la central hidráulica en un bajo foco de contaminación ambiental. La utilización del agua resulta beneficiosa para los costos de una generadora, ya que su utilización significa bajos costos de producción cuando hay abundancia de ella, sin embargo, el problema radica en que en la zona sur del país, donde se puede obtener un mejor aprovechamiento de este recurso es el sector donde menos energía se consume, por esta razón debe ser transportada a otros lugares de consumo.

Con todo, como contrapartida a todos estos beneficios, la construcción de una central hidráulica conlleva una importante alteración del medio ambiente, por

cuanto estas centrales se deben instalar en los cauces de los ríos, lo que implica una modificación a las condiciones geográficas, junto con una destrucción de gran parte de la naturaleza además de una afectación a predios colindantes, entre otras cosas.

Sin duda, el mayor problema que presenta este recurso, es que su disponibilidad depende únicamente de las condiciones climáticas del país, hecho que la transforma en un bien altamente escaso en tiempos de sequía y en la zona norte de nuestro país.

La utilización del agua como fuente primaria da origen a diversos tipos de centrales hidráulicas:

- ***Central Hidráulica de Pasada:*** Aquellas que se diseñan y se instalan en el cauce mismo del río, no requieren almacenar agua, sino que sigue sus propias fluctuaciones. Estas centrales pueden tener un “estanque de regulación”, el cual permite a la central almacenar agua para apoyar la operación en horas de punta del sistema.
- ***Central Hidráulica de Embalse:*** Aquellas en que para la producción de energía se necesita construir sistemas de acumulación de agua para su utilización, razón por la cual su costo de producción e inversión es mayor que aquel que tiene una central de pasada.

Aquellas centrales que utilizan recursos distintos del agua se denominan ***Térmicas***, es decir, son las que producen energía a consecuencia de la combustión de gas, carbón, u otro combustible. Estas centrales tienen una gran ventaja, su producción no depende de condiciones climáticas pues aún cuando existe sequía, ellas no dejarán de producir energía, aportando de esta manera seguridad al sistema.

Estas centrales pueden ser de distinto tipo, algunas de ellas son:

- ***Centrales a Vapor:*** Requieren de la existencia de una caldera, donde se quema un combustible, lo que produce vapor a alta temperatura y presión que mueve una turbina, que está acoplada a un generador.
- ***Centrales de Ciclos Combinados:*** Requieren una turbina a gas que mueve una turbina convencional. Se denomina de ciclo combinado porque considera ciclos a gas y a vapor. Su función de producción depende inicialmente de la combustión de gas natural para generar movimiento en las turbinas de generación eléctrica, de las cuales se obtiene vapor, el que a su vez alimenta otras turbinas para generar más electricidad.
- ***Centrales Termoeléctricas Tradicionales:*** La generación de este tipo de centrales responde solo a un ciclo de combustión, el que puede ser de distintos tipos de combustión, como gas natural, petróleo, carbón, entre otros.

Como se ha señalado anteriormente, las centrales hidráulicas poseen un menor costo de operación, pero requieren normalmente de grandes inversiones para su instalación, sus proyectos se materializan a largos plazos y requieren de estudios acuciosos para su buen desarrollo. Las centrales térmicas en cambio, presentan costos de inversión mucho más bajos que las centrales hidráulicas pero sus costos de operación son muy elevados.

Estas centrales, las térmicas, cobran importancia en el mercado eléctrico cuando las centrales hidráulicas no pueden operar, esto ocurre porque en el mercado eléctrico opera un sistema de mínimo costo, es decir, se despachará en primer lugar la energía resultante de los más bajos costos de producción, y además, cobran importancia por ubicarse cerca de los centros de consumo.

### **3.1.3 OPERACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS**

Se ha señalado que en este mercado opera una economía de libre mercado, lo que se traduce en que los inversionistas gozan de libertad al momento de entrar a él, ya que no existen barreras legales que impidan el acceso a futuros actores, lo que favorece la competitividad entre las distintas empresas generadoras. En este sector no se identifican condiciones de monopolio naturales como ocurre en los sectores transmisión y distribución.

En este sector la competencia depende fundamentalmente de las condiciones que ofrezca el mercado, es decir, existirá competencia y ánimo de integrarlo sólo en la medida que la libertad en la entrada sea real y no aparente. El mercado debe asegurar a los inversionistas libertad para contratar con quienes deseen y para cobrar el precio estipulado previamente por ellos. Esto implica además contar con sistemas altamente transparentes en torno a la determinación de los precios, en cuanto a la legislación aplicable y en cuanto a las condiciones de operación del mercado, todo lo cual será determinante al momento de decidir por la instalación de una nueva central.

Sin embargo, cabe mencionar que esta libertad para entrar no existe para operar pues las centrales, ya instaladas, no producen y entregan energía cuando ellas lo deseen, ya que tienen la obligación de actuar coordinadas entre sí. Para cumplir con esta obligación existe un organismo que las controla y que elabora sus planes de operación. Este organismo es el Centro de despacho Económico de Carga, ente que es el encargado de decidir cual central es la que despachará primero energía, y optará por aquella que hubiere obtenido un costo marginal más bajo en su proceso productivo.

Esto trae la consecuencia que las obligaciones de entregar electricidad que pueda tener una generadora no siempre se cumplirán con la misma energía que ella produzca o inyecte, sino que muchas veces sus obligaciones serán cumplidas con energía del sistema, es decir, con aquella inyectada por la central de menor costo, circunstancia que da origen al mercado “SPOT”<sup>184</sup>. Esto ocurre, porque como se señaló en su oportunidad en el capítulo primero, la energía eléctrica no es un bien almacenable, por lo que el CDEC debe controlar la operación de modo que oferta y demanda coincidan en tiempo real para que no exista un déficit en el suministro, todo esto, con el objetivo de dar seguridad al sistema.

Todo lo anterior demuestra que la operación o producción de energía eléctrica es completamente independiente de su comercialización, es decir, es independiente de los contratos que una generadora pueda celebrar previamente con sus clientes.

Por consiguiente, las empresas generadoras no controlan su producción, ya que está especialmente regulada, tampoco pueden vender a los demás generadores en este mercado SPOT a precios que ellas mismas fijen, ya que estos precios se calculan hora a hora en atención a criterios marginalistas, y en cuanto a la producción, cada empresa debe inyectar en algún punto de la red interconectada, lo que debe seguir los parámetros impuestos por el CDEC.

De este modo, tanto la energía como la potencia inyectada también son valorizadas a costos marginalistas. La energía se valoriza según los costos

---

<sup>184</sup> Este Mercado será analizado en un capítulo posterior.

variables de la central de mayor costo que se despacha en cada instante, esto es, a intervalos de 15 minutos. El costo marginal de la potencia se relaciona con la inversión de la central más barata para entregar el Kw. adicional de potencia que se requiere a la hora de mayor demanda, es decir, a la hora de punta.

El modo de operación y de organización de estas centrales nace a raíz de la interconexión de las mismas, mandato legal establecido con el propósito de actuar en forma conjunta, de establecer obligaciones que deben ser cumplidas por todas ellas, y en este sentido, deben acatar las ordenes del CDEC en cuanto a su operación y deben además cumplir con estándares mínimos de calidad, seguridad y continuidad del suministro.

En cuanto a la *Calidad*, esta se entiende como el conjunto de parámetros físicos y técnicos que debe cumplir la electricidad. Esta calidad es susceptible de ser medida con índices objetivos, tales como: disponibilidad de este bien, continuidad del suministro, interrupciones y fluctuaciones de tensiones de corta duración, valor efectivo máximo de la componente de frecuencia negativa de tensión, índices de contaminación por inyección de armónicas de tensión y corriente, valor del factor de potencia, entre otros<sup>185</sup>.

En cuanto a la *seguridad*, esta implica que las centrales organizadas en torno a un CDEC deben velar porque calce la oferta y la demanda de la energía eléctrica, en este sentido, cuando una empresa sufra un déficit, para poder

---

<sup>185</sup> DS. N° 327, art. 221 y 222

responder a sus contratos de suministro debe comprar energía a otra central que sí produce.

En este sentido, el DFL N° 1 en sus artículos 86 y 87 señala que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles elaborará una norma de calificación sobre la base de los reclamos directos de clientes presentados a ese organismo, un ordenamiento de todas las empresas concesionarias de servicio público de distribución, atendiendo a la calidad de servicio entregado.

Los resultados de esta norma serán puestos en conocimiento de las empresas antes del 31 de diciembre de cada año.

### **3.1.4 MERCADOS DE GENERACIÓN**

La generadora esta facultada para vender energía y potencia eléctrica en cualquiera de los siguientes mercados según cual sea su política comercial<sup>186</sup>:

1. ***Con Empresas de Distribución***: Estas empresas a su vez abastecen a clientes regulados definidos en el artículo 90 del DFL N° 1. A ellas les realiza ventas de energía a precios regulados por la autoridad, precios que se denominan Precios de Nudo.
2. ***Con Grandes Clientes***: Este mercado lo conforman clientes que tienen un consumo superior a 2.000 KW, o bien usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 500 kilowatts y que hayan optado por un

---

<sup>186</sup> Los mercados de la generación serán analizados en los capítulos siguientes con mayor profundidad

régimen de tarifa libre<sup>187</sup>, En este mercado opera el principio de la libertad contractual.

3. **Con otras Empresas Generadoras:** Esta relación surge por la obligación de interconexión y coordinación entre estas centrales, ya que la ley impone el despacho de las centrales en atención a sus costos de producción, independientemente de los contratos que cada generadora tenga. Aquí se vende o se compra a un precio denominado Precio Spot que se determina por el costo marginal instantáneo de generación y que se calcula en forma horaria por el CDEC.

### 3.1.5 MARCO REGULATORIO DEL SECTOR GENERACIÓN

El sector de generación o producción de energía eléctrica no es un servicio público en los términos del DFL N° 1, ya que estas centrales pueden decidir unilateralmente donde instalar sus plantas, decidir sobre el proceso productivo y hasta pueden establecer libremente con quien contratar, sin embargo, no pueden decidir libremente cuando despachar la energía y potencia producida, ya que, como se ha señalado, ella es coordinada por un organismo, el CDEC, quien ordena los despachos atendiendo a los costos de producción.

Este sector se encuentra regulado de la siguiente manera:

- La producción de energía debe sujetarse a criterios marginalistas, que en la práctica significa una regulación del cálculo de sus precios.
- Existe la obligación de interconexión y de respetar la normativa impuesta por el CDEC, ya que este organismo es el encargado de despachar la energía inyectada por las empresas generadoras.
- Deben sujetarse además a la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 1, ya que esta en su artículo primero señala “*La producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la*

---

<sup>187</sup> DFL N° 1, artículo 90 letra d.



*energía eléctrica y las funciones del estado relacionadas con estas materias se regirán por la presente ley”.*

- Comprende además su regulación, disposiciones reglamentarias y actos administrativos que dicte la autoridad, en este sentido, por ejemplo, deben respetar lo contenido en el DS 327 y toda otra normativa que emane del Presidente de la República, de la Superintendencia de Electricidad y Combustible , de los CDEC, y de las decisiones tomadas por el Panel de Expertos.

Se ha señalado anteriormente que el legislador ha sacado del ámbito de Servicio Público a la generación de electricidad, dándoles plena libertad a sus actores, con la limitación operacional antes analizada. Con todo, si los futuros inversionistas deciden materializar sus planes en este sector, ellos pueden optar libremente por el tipo de central a instalar, pero en el evento de optar por una central hidráulica deben tener presente que pueden optar por ejercer esta actividad bajo el amparo de una concesión otorgada por el Estado. Por otra parte, la central hidroeléctrica para hacer uso de las aguas necesita la obtención de un derecho de aprovechamiento de aguas por parte de la Dirección General de Aguas.

## CAPÍTULO IV

### PRINCIPIOS DEL SISTEMA TARIFARIO DEL SECTOR GENERACION

Se ha señalado anteriormente que la generadora puede vender potencia y energía en cualquiera de los siguientes mercados: Uno de ellos lo conforman las otras empresas generadoras, donde por la transferencia de energía cobran un precio denominado *Spot*. Un segundo mercado caracterizado por la libertad de sus actores, es el mercado con los grandes clientes, donde se cobra un *Precio Libre* fijado de común acuerdo por las partes del contrato; y como tercer y último mercado, está el compuesto por las empresas distribuidoras, las cuales venden energía a clientes regulados, a las cuales se les cobra una tarifa que es regulada por la autoridad, llamada *Precio de Nudo*<sup>188</sup>.

Los precios Spot y de Nudo necesitan de un proceso de cálculo y fijación, esta labor es llevada a cabo por el DFL N° 1 de 1982, el que es complementado por el D. S. N° 327. Estos cuerpos normativos regulan el procedimiento de cálculo de estos precios, los elementos que los componen, los entes fiscalizadores y determinan los valores máximos a cobrar en caso de tratarse de clientes regulados.

---

<sup>188</sup> Estos precios se detallarán en capítulos posteriores.

Este sistema de fijación de precios tiene por objetivo lograr una eficiente asignación de los recursos, crear condiciones de competencia en el mercado, reflejar el valor real que significa la producción de energía eléctrica y dar regulación sólo a usuarios finales de bajo consumo, esto por su poca o nula capacidad para negociar.

Es por ello que esta norma crea un sistema de tarificación donde se distingue un modelo distinto para las etapas de generación, transmisión y distribución de la electricidad, distinguiendo además entre pequeños y grandes clientes, siendo pequeños usuarios aquellos que cuentan con una demanda de potencia inferior o igual a 2.000 KW. Estos precios son especialmente regulados debido a la poca o ninguna capacidad de negociación de estas personas con el propietario del sistema de distribución. Respecto a los grandes clientes, son aquellos de un consumo mayor a 2.000 KW de potencia, y los que cuentan con una potencia conectada superior a 500 KW. que optan por un sistema de precios libres, a ellos la ley no los protege con sistemas regulados de tarifas ya que el legislador entiende que gozan de capacidad económica suficiente para acordar las condiciones del contrato de suministro que deseen celebrar.

De este modo, y según lo dispuesto en el artículo 90 del DFL N°1 están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que presenten las siguientes características:

- a) Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000KW, siempre que:
  - Los usuarios estén dentro de la zona de concesión del servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su

propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria, o

- Que los suministros a estos usuarios sean efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500KW. en capacidad instalada de generación.

- b) La ley General de Servicios Eléctricos señala además que la regulación de las tarifas dependerá del tamaño del sistema eléctrico, en este sentido, señala que está sujeto a fijación de precios todo suministro de un sistema eléctrico de tamaño superior a 1.500 KW en capacidad instalada de generación que se efectúe a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precio.
- c) Quedan sometidos a regulación de precios los servicios no consistentes en suministro de energía, prestados por empresas, sean o no concesionarias de servicio público.

El legislador incluyó en el año 2.000 este párrafo por una serie de abusos cometidos por estas empresas al realizar cobros por otros servicios prestados, como por ejemplo arriendo de medidores.

De otro punto de vista, la generación de electricidad en cada hora del año está sujeta a tarifas que se establecen de acuerdo al siguiente mecanismo<sup>189</sup>:

En sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 Kw. en capacidad instalada se distinguen dos tipos de precios:

1. Precios a nivel generación – transporte, que son Precios de Nudo.
2. Precios a nivel distribución, que se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y del cargo único por concepto de uso del sistema de

---

<sup>189</sup> DFL N° 1 artículo 96.

transmisión troncal correspondiente a usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 KW.

En el resto de los sistemas se aplican los mismos precios pero ellos son calculados tomando en cuenta elementos distintos según el tamaño del sistema eléctrico.

De este modo, en sistemas eléctricos con capacidad superior o igual a 200 megawatts no sólo operan los precios de nudo, sino que estos deben reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel generación – transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo<sup>190</sup>.

Por su parte, en aquellos sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico<sup>191</sup>.

Todo otro suministro de energía eléctrica no indicado en el artículo 90 DFL N° 1 no estará afecto a ninguna de las regulaciones que se establezcan en el título V de la citada norma. Sin embargo, las transferencias de energía serán valorizadas de acuerdo a costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, y la potencia se valoriza a precio de nudo de potencia, es decir, una parte del sector generación basa su sistema de cálculo de precios usando un criterio de costos marginales.

---

<sup>190</sup> DFL N° 1 artículo 97 inc. 1°

<sup>191</sup> DFL N° 1 artículo 97 inc. 2°

Costo Marginal es aquel *“costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad”*<sup>192</sup>.

Por tanto, el sistema de tarifas que se desarrolla en Chile a partir de 1982 es un sistema que se basa en la determinación de Costos Marginales de Energía y de Potencia.

En términos generales, este sistema marginalista es eficiente en términos económicos, ya que refleja realmente los costos del suministro, es decir, lo que quiso el legislador al adoptar este criterio es evitar la especulación en la determinación de las tarifas de la electricidad y dar los valores reales de ella.

Esta teoría marginalista se aprecia tanto en el procedimiento de fijación de los precios regulados como el Precios Nudo, en cuanto este es un promedio de los costos marginales de corto plazo, como también en el cálculo del precio Spot y en la determinación de las remuneraciones más el uso de los sistemas de transmisión.

Existen distintos Costos Marginales:

- 1. Costo Marginal de Energía:** Es el costo real de KW. hora en que incurre el sistema para abastecer la demanda en condiciones normales de operación realizando una utilización óptima del sistema presente y futuro.
- 2. Costo Marginal de Potencia:** Es el costo real y global de inversión que para el sistema significa proporcionar un KW. adicional en la hora de máxima carga del sistema eléctrico. Este costo está representado por el

---

<sup>192</sup> DFL N° 1 artículo 150, letra f.

costo de inversión de una unidad muy cara de operación pero barata de inversión.

- 3. Costos Marginales Instantáneos:** También denominados “Costos Horarios”, son los costos utilizados para calcular los precios de transferencia de potencia y energía entre empresas generadoras, que sirven como señal de operación de las centrales del sistema.

Estos costos marginales deben ser respetados en su integridad y no deben sufrir alteración alguna, es decir, no deben manipularse de modo de no ocasionar un fenómeno negativo que atente contra las futuras inversiones en el sector, ya que de su buen uso depende la determinación de los precios que regirán para un periodo determinado.

Estos costos marginales se determinan según un sistema de programación semanal que utiliza los modelos del CDEC SIC, para lo cual se analizan las siguientes variables:

- Disponibilidad presente y futura de recurso hidrológico.
- Estimaciones de demandas eléctricas en el sistema de corto plazo.
- Precio de los combustibles de las centrales térmicas.
- Plan de obra futura.
- Disponibilidad del parque generador.
- Costos de falla.

A modo de síntesis, se puede señalar que el sistema de tarificación que rige en nuestro país cuenta con ciertos elementos esenciales, tales como:

1. Considera que la teoría marginalista se aplica principalmente sobre las empresas del sector generación, ya que en ellas se da la libre competencia.
2. Se basa en la determinación de los costos marginales de potencia y energía a nivel generación.
3. Estos costos marginales son determinados a corto plazo y ellos se utilizan:

- Como punto de referencia para negociar precios libres que las generadoras pactan con sus clientes.
  - Para determinar los precios de las transferencias entre generadoras.
  - Se utilizan para determinar los precios regulados que las generadoras cobran a las empresas distribuidoras, es decir, los Precios de Nudo.
4. Determinación de precios de Nudo de potencia y energía, ya que a partir de ellos se calculan los precios a clientes finales de empresas distribuidoras.
  5. Considera el carácter monopólico de los sectores transmisión y distribución.



## **CAPÍTULO V**

### **PRECIO DE NUDO MERCADO CON LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

El sector distribución es el segmento encargado de la transformación de voltaje y transporte de energía y potencia al consumidor final.

Para llevar a cabo este proceso de distribución, estas empresas deben obtener la energía y potencia suficiente para abastecer a la demanda dada en un período determinado; esta energía y potencia se obtiene por compras que efectúan a las empresas generadoras de electricidad o bien pueden abastecer la demanda con energía propia. Estas compras se plasman en contratos que pueden contener tramos fijos y variables, según las necesidades efectivas de energía y potencia de la distribuidora. El precio cobrado por la generadora al distribuidor en esta transacción se denomina “Precio de Nudo”, precio altamente regulado en nuestra legislación, según se verá a continuación.

#### **5.1 PRECIO DE NUDO TRADICIONAL<sup>193</sup>**

El precio de nudo es la tarifa de mayor complejidad que existe en el sector generación. Esta complejidad se refleja en dos sentidos: por una parte, es un

---

<sup>193</sup> Se denomina precio de nudo tradicional para diferenciarlo del Precio de Nudo de Largo Plazo creado por la Ley N° 20.018, el que será analizado al término del análisis del precio de nudo tradicional

precio compuesto por distintas variables<sup>194</sup>, por tanto, para comprender su configuración debemos tener claro en que consisten y como influyen cada uno de estos componentes en este precio, y por otra parte, su cálculo se lleva a cabo a través de un procedimiento establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. En este procedimiento participan distintas autoridades las cuales tienen labores bien definidas y son las que en definitiva determinan el precio que va a operar en un periodo determinado. Este precio se determina usando modelos matemáticos determinados por expertos, por ello se torna en una tarifa de difícil entendimiento.

Pese a lo anterior, a continuación se pretende dar una visión más simplificada de este precio, y para ello, es necesario en primer lugar dar a conocer las autoridades y entidades que participan en la determinación de esta tarifa y señalar resumidamente su labor:

1. **Comisión Nacional de Energía:** Es la encargada de realizar el cálculo del precio de nudo y de elaborar un informe en el cual se detalla y analizan las condiciones futuras del mercado eléctrico para lo cual determina un plan de obras, es decir, determina las obras existentes y aquellas en construcción<sup>195</sup>.
2. **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción:** Es el encargado de validar el informe que prepara la CNE y fija el precio de nudo mediante decreto<sup>196</sup>.
3. **Presidente de la República:** Fija los precios máximos de la energía distintos a los que calcula la CNE, a través de decreto supremo<sup>197</sup>.
4. **Ministerio de Hacienda:** Debe suscribir el informe que prepara la CNE<sup>198</sup>.

---

<sup>194</sup> Estas variables serán analizadas más adelante.

<sup>195</sup> D.S. N° 327 artículos 271 y 272 y artículo 100 DFL N° 1.

<sup>196</sup> DFL N° 1, artículos 103 y 104-6.

<sup>197</sup> DFL N° 1, artículo 253.

<sup>198</sup> Idem a nota 195.

En segundo lugar, es necesario mencionar los factores que influyen en la determinación del precio de nudo:

- *Demanda proyectada de la Energía Eléctrica:* Esto es, según el artículo 99 N° 1 del DFL N° 1 “*una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años*”. Esta previsión de demanda es realizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a la fijación del precio, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial. Dentro de los primeros 15 días de marzo y septiembre de cada año debe ponerla en conocimiento de las empresas de generación y transmisión que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, y de los CDEC-SIC y CDEC-SING.

Por tratarse de un elemento de estas características, es decir, ser una previsión futura de demanda, es muy difícil que esta se ajuste en un 100% a la realidad del mercado, por lo que siempre será un factor discutible y en que la Comisión Nacional de Energía deberá actuar meticulosamente para así evitar alzas o bajas artificiales de precios.

Por otro lado, este elemento estará fijando precios de una manera poco convencional si se compara con cualquier otro mercado, ya que esta fijación no dependerá del concreto funcionamiento de este mercado sino de lo que ocurra en un período futuro de 10 años.

- *Instalaciones que existen y las que están en construcción para proyectar el abastecimiento de la demanda en abstracto.*

- *Programa de obras*: En base a los dos elementos señalados (previsión de demanda y costos de operación), se determina el “Programa de obras de Generación y Transmisión”. Este programa, que sólo tiene carácter indicativo, señala las inversiones más idóneas que permitan la optimización del sistema eléctrico, con esto se minimiza el “costo total actualizado de abastecimiento”.

Una vez definido este programa, deben considerarse los siguientes elementos:

- *Stock de agua*: Este elemento es esencial en el cálculo del precio de nudo. En él se consideran tanto las variaciones en la hidrología como los stock de agua embalsada. Tal es la importancia del agua en la determinación de precio, que su abundancia o escasez influirá en forma determinante en su fijación como en la estimación de precios futuros.
- *Costo de Racionamiento*: Es “*el costo por Kilowatts hora incurrido, en promedio, por los usuarios al no poder disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia*”<sup>199</sup>. Este costo debe ser representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico. Es un valor único que nace a raíz del promedio de las fallas más frecuentes del sistema, por tanto no se determina ni por los clientes ni por la empresa. Dentro del cálculo del Costo de Racionamiento está contemplada como una de las fallas más frecuentes la falta de agua que afecta a las centrales hídricas.
- *Tasa de Actualización*: Está dada por la rentabilidad mínima que se garantiza a las empresas con los precios fijados.

---

<sup>199</sup> DS. N° 327, artículo 276 inc. 1º

Luego de este análisis estamos en condiciones de dar una definición de precio de nudo:

El precio de nudo consiste en un promedio ponderado de los costos marginales esperados durante un periodo futuro, el cual es calculado semestralmente por la CNE y fijado por el Ministerio de Economía, promediando ponderadamente valores actualizados, debido a que el costo marginal instantáneo no ofrece una señal de precios estable en el corto plazo, porque es un costo que se calcula hora a hora, por tanto, al presentar una variabilidad tan alta hace imposible su utilización para ser considerado para el cálculo de un precio que debe regir por un periodo determinado. Por ello, cada seis meses se procede al cálculo de estos precios que regirán para el semestre siguiente, es decir, se analiza para un período futuro el comportamiento del mercado eléctrico, las fluctuaciones de los precios, de costos marginales y el promedio de ellos se actualiza y es utilizado para los seis meses siguientes, por ello, este precio no es reflejo de la situación actual del mercado, sino producto de una previsión futura de costos marginales, por esta razón, durante este período los precios se podrán ajustar cuando se produzca un cambio significativo en alguna de las variables utilizadas en su cálculo, activándose una indexación automática cuando experimente una variación acumulada superior a 10%<sup>200</sup>.

Los costos marginales futuros son calculados según un modelo matemático en el cual participan los principales determinantes del costo de la energía, vale decir, oferta, demanda, condiciones hidrológicas, precios de combustibles y gastos teóricos de mantención.

---

<sup>200</sup> DFL N° 1, artículo 98

El precio de nudo tiene dos componentes: Precio de Nudo de la Energía y Precio de Nudo de la Potencia.

El primero, corresponde a un promedio ponderado de costos marginales esperados en un período futuro de 16 trimestres en el SIC y 24 meses en el SING, en un punto determinado del sistema interconectado.

El precio de nudo de la potencia corresponde a la inversión marginal óptima necesaria para satisfacer la demanda máxima de potencia en el sistema, estimado sobre la base del costo de instalar una central termoeléctrica que use una turbina a gas con petróleo diesel como combustible.<sup>201</sup> En otros términos, corresponde al costo marginal de potencia de largo plazo.

Los precios de nudo se fijan de tal manera que puedan financiar los costos de operación de las empresas generadoras, además deben permitir a estas obtener una rentabilidad de un 10% anual sobre la inversión. En esta función participa la CNE, la que desarrolla semestralmente un plan de obras indicativo que minimiza costos de operación, inversión y fallas del sistema<sup>202</sup>.

## **5.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL PRECIO DE NUDO TRADICIONAL**

---

<sup>201</sup> Página web [www.seller-rate.cl](http://www.seller-rate.cl) "El Sistema Eléctrico"

<sup>202</sup> D.S. N° 327 artículos 251 y 252.

El procedimiento de cálculo del Precio de Nudo se encuentra regulado en el DFL N° 1 artículos 90 y siguientes, y en el DS N° 327, artículos 251 en adelante.

Este procedimiento que es bastante complejo, debe realizarse semestralmente en los meses de Abril y Octubre de cada año, y es utilizado para el cálculo de todo precio de nudo, no importando el tamaño del sistema eléctrico en que opere. En cada fijación semestral se determinan los precios conforme al siguiente procedimiento, que hemos dividido en etapas para un mejor entendimiento:

### **5.2.1 Primera Etapa: “*Etapa de Análisis*”**

Es la fase en la que se estudian las distintas variables que influyen en el cálculo del precio de nudo a fin de obtener un plan de obras indicativo y un informe que resuma el cálculo. En esta etapa, la CNE realiza el cálculo del precio de nudo y para ello prepara un informe que requiere la validación del Ministerio de Economía; el cálculo debe analizar las condiciones futuras del mercado, es decir, se debe preparar en base a una previsión de demanda de potencia de punta y energía del sistema eléctrico por los próximos 10 años<sup>203</sup>. Esta previsión se realiza sobre las instalaciones existentes y las en construcción; a partir de ellas se determina el plan de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, que corresponde a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el periodo en estudio.<sup>204</sup>

---

<sup>203</sup> Esta previsión de demanda corresponde a un proceso de planificación indicativa que debe realizar la CNE, es un ejercicio teórico, técnico y económico.

<sup>204</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 1 y D.S artículo 272.

Los costos de inversión son aquellos que se han utilizado para la instalación de la planta; los de operación son principalmente los combustibles y derivados de stock de agua embalsada y, los costos de racionamiento son “los costos por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficit mas frecuentes que puedan presentarse en el sistema eléctrico”<sup>205</sup>.

Esta situación en que la CNE tenga que prever las condiciones del mercado, puede llevar a que se produzca una situación poco clara especialmente con el cálculo del costo de racionamiento, ya que este costo no es determinado ni por el cliente ni por la empresa, sino que es un promedio de las fallas más frecuentes del sistema, y como entre ellas está la falta de agua o sequía que es imposible de prever, resulta fácil alterar esta variable, situación que podría traducirse en un manejo de los precios finales.

### **5.2.2 Segunda Etapa: “*Etapa de Simulación*”**

En esta fase, una vez determinado el plan de obras, se simula una operación del sistema durante un período determinado de tiempo, tratando de hacerlo a los costos más bajos. El objetivo de esta etapa es obtener, luego de esta operación un precio denominado Precio Básico de la Energía.

---

<sup>205</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 2.



Una vez realizado el plan de obras que considera la demanda de energía, los stock de demanda de agua embalsada, costos de operación de las instalaciones, costos de racionamiento y una tasa de actualización de un 10% real y anual, el modelo fijado por la autoridad simula la operación del sistema eléctrico minimizando sus costos futuros de abastecimiento. Este estudio abarca 4 años para el SIC y 2 para el SING, y se basa en los costos marginales de la energía del sistema, incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación del sistema, con un mínimo de 24 y máximo de 48 meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía, durante ese período. Este valor recibe el nombre de **Precio Básico de la Energía**.<sup>206</sup>

Como este sistema minimiza los costos futuros de abastecimiento, se produce una reducción de los precios, salvo que, por ejemplo haya sequía, lo que se transforma en una variable que aumentaría los costos de producción principalmente para el SIC.

### **5.2.3 Tercera Etapa: “Abastecimiento en horas peak”**

El objetivo de esta etapa es determinar el precio básico de la potencia de punta a partir de unidades generadoras más económicas, todo ello, para satisfacer la potencia adicional durante las horas de máxima demanda, es decir, se debe determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para efectos de suministrar potencia adicional durante las horas donde se produzca la máxima demanda anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia (es decir, la aportada

---

<sup>206</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 2

por centrales generadoras y por sistemas de transmisión) en los subsistemas que corresponda. Para ello se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada con este tipo de unidades. Este valor se incrementa en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórica del sistema eléctrico. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina ***Precio Básico de la Potencia de Punta.***<sup>207</sup>

#### **5.2.4 Cuarta Etapa: “Determinación del Precio de Nudo para cada subestación”**

Dentro de cada sistema de transmisión troncal existen subestaciones, y para cada una de ellas se debe determinar un precio, el que se obtiene del cálculo de un **Factor de Penalización de energía**, el que se debe multiplicar por el precio básico de la energía.<sup>208</sup>

Se debe determinar además el precio de potencia de punta, el que se obtiene para cada subestación troncal del subsistema eléctrico a partir del cálculo de un factor de penalización de potencia de punta multiplicado por el precio básico de la potencia de punta.<sup>209</sup>

Dicho factor de penalización de energía y potencia se obtiene considerando las pérdidas marginales de transmisión de energía y potencia de punta, considerando el programa de obras de generación y transmisión.<sup>210</sup>

#### **5.2.5 Quinta Etapa: Actualización de precios”**

---

<sup>207</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 3

<sup>208</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 4

<sup>209</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 5

<sup>210</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 6

Estos cálculos de precios deben ser expresados a los precios existentes en los meses de Marzo y Septiembre según si las fijaciones de precio han sido en Abril u Octubre respectivamente.<sup>211</sup>

Los precios de nudo se determinan considerando los dos sistemas interconectados como si fueran un solo sistema eléctrico, sólo desde el momento en que un sistema de interconexión sea calificado como troncal.

### **5.2.6 Sexta Etapa: “Traslado”**

Calculado de esta manera el precio de nudo, se debe estampar en un informe que la CNE debe entregar a las empresas generadoras y transmisoras que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, y a los CDECs en los primeros 15 días de marzo y septiembre de cada año.

Este informe debe explicitar y justificar lo siguiente<sup>212</sup>:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos, la cual será igual a 10% real anual;
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo;
- f) La fórmula de indexación que se aplicará para las fijaciones provisorias de los precios de nudo.

---

<sup>211</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 7

<sup>212</sup> DFL N° 1, artículo 100

### **5.2.7 Séptima Etapa: “Respuesta y Observaciones”**

Entregado el informe a las empresas generadoras, transmisoras y a los CDECs, estos deben comunicar antes del 31 de marzo y 30 de septiembre de cada año a la CNE si están conformes con el informe o bien si han realizado alguna observación, además deben comunicar respecto de sus clientes libres y distribuidoras lo siguiente<sup>213</sup>:

1. La potencia.
2. La energía.
3. El punto de suministro correspondiente.
4. El precio Medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y
5. el precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo.

Esta información comprenderá los cuatro meses previos a las fechas señaladas anteriormente.

### **5.2.8 Octava Etapa: “Respuesta a las Observaciones”**

La CNE es facultada por la Ley General de Servicios Eléctricos para aceptar o rechazar las observaciones hechas por las partes. La misma ley exige que los Precios de Nudo definitivos de energía y potencia que se determinan deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la banda de 5% si la diferencia entre Precio Medio Básico y Precio Medio de mercado es inferior a 30%. O dentro de una banda de 2/5 partes de la diferencia entre ambos si es superior a 30% pero inferior a 80%; menos 2%. O de una banda de 30% si la diferencia entre ambos precios es igual o superior a 80%<sup>214</sup>.

### **5.2.9 Novena Etapa: “Comunicación y publicación de precios”**

---

<sup>213</sup> DFL N°, artículo 101.

<sup>214</sup> DFL N° 1, artículos 101 y 101ter.

Finalmente, la CNE antes del 15 de Abril y 15 de Octubre de cada año debe informar al Ministerio de Economía y a las empresas eléctricas los Precios de Nudo, informe de cálculo del mismo, fórmulas de indexación, modificaciones realizadas luego de comparar los Precios de Nudo con los precios libres y las observaciones realizadas por las partes<sup>215</sup>. Con posterioridad, el Ministerio de Economía publica en el Diario Oficial los Precios de Nudo y las fórmulas de indexación el 30 de Abril y 31 de Octubre de cada año<sup>216</sup>.

Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo, estos seguirán vigentes, incluidas las cláusulas de indexación, mientras no sean fijados los nuevos precios.<sup>217</sup>

#### **5.2.10 Décima Etapa: “*Modificaciones*”**

Estos precios de nudo pueden ser modificados, para ello la Comisión en un plazo de 15 días desde que se produce la variación ( que debe ser superior a 10%) debe calcular y comunicar a las empresas suministradoras los nuevos valores de los precios de nudo y desde cuando comenzarán a regir.<sup>218</sup> Estos precios deben ser publicados en un diario de circulación nacional.<sup>219</sup>

### **5.3 PRECIO DE NUDO DE LARGO PLAZO**

---

<sup>215</sup> DFL N° 1, artículo 102.

<sup>216</sup> DFL N° 1, artículo 103.

<sup>217</sup> DFL N° 1, artículo 103 inc. 2°

<sup>218</sup> DFL N° 1, artículo 104 inc. 1°

<sup>219</sup> DFL N° 1, artículo 104 inc. 2°

La Ley N° 20.018, nos da a conocer un nuevo precio de nudo, el Precio de Nudo de Largo Plazo. Es importante señalar que esta ley señala, en sus artículos transitorios, que los suministros que se pacten a partir del 31 de Diciembre de 2008, se efectuarán a los precios de nudo de largo plazo. Esta nueva modalidad se creó con el objetivo de flexibilizar los precios de nudo, creando para ello un proceso de licitación. Este hecho lo convierte en un gran atractivo para inversionistas, lo que lo hace un gran competidor del precio libre.

Este precio es aquel precio de energía y potencia obtenido en las licitaciones del suministro necesario para abastecer a los consumidores sometidos a regulación de precios y que se encuentren dentro del área de concesión de una empresa distribuidora<sup>220</sup>.

Las distribuidoras deben traspasar los precios a nivel generación-transporte a sus clientes finales. Estos precios se obtienen promediando los precios vigentes para los consumos conforme a sus contratos<sup>221</sup>.

Si el precio promedio de energía que se determina para la totalidad de la zona de concesión de la distribuidora sobrepasa en más de un 5% al promedio ponderado del precio de energía que se calcula para todas las concesionarias del sistema eléctrico, debe ajustarse y suprimir el exceso, el que será absorbido en los precios promedios de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Para

---

<sup>220</sup> DFL N° 1, artículo 96 bis.

<sup>221</sup> DFL N° 1, artículo 96 ter.

efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico.

Las reliquidaciones entre empresas concesionarias a que de origen el mecanismo señalado en el inciso anterior serán calculados por la Dirección de Peajes<sup>222</sup> del CDEC respectivo.

La reliquidación que pueda efectuarse entre concesionarios de servicio público de distribución no efectará la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida.<sup>223</sup>

Estos precios deben ser fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. Este decreto se dicta cuando se fijen los precios de nudo, cuando entra en vigencia algún contrato de suministro licitado conforme al mecanismo de licitación y cuando se índice algún precio contenido en un contrato de suministro vigente<sup>224</sup>.

Esta nueva ley nos señala que en lo hemos denominado “Etapa de Respuesta a las Obligaciones”, las empresas deben informar entre otras cosas sobre<sup>225</sup>:

- Precio Medio cobrado por venta efectuada a precio libre.

---

<sup>222</sup> La dirección de Peajes es un organismo integrante del CDEC, cuyas funciones están señaladas en el D.S. N° 327.

<sup>223</sup> DFL N° 1, artículo 96 ter

<sup>224</sup> DFL N° 1, artículo 96 quater.

<sup>225</sup> DFL N° 1, artículo 101.

- Precio Medio cobrado por ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo.

Estos precios se utilizan para determinar el Precio Medio de Mercado, que es el cociente entre las sumas de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidores y el total de energía asociado a dichos suministros. Ello en el periodo de cuatro meses que culmina en el mes anterior al de la fijación de los precios de nudo<sup>226</sup>.

#### **5.4 PRECIO DE NUDO EN EL SIC**

El Precio de Nudo en el SIC, es calculado según un modelo matemático, simple y de programación dinámica, que sirve para planificar la operación hidrotérmica de los sistemas eléctricos. Este modelo es el GOL, Gestión Óptima del Laja, que se basa en el Modelo OMSIC, con el que opera el Sistema Interconectado central (SIC) para construir un conjunto de indicadores que permiten definir y cuantificar el riesgo de déficit, usando este modelo además para determinar el balance entre el uso presente y futuro de agua embalsada que es determinado por el CDEC. El modelo GOL nace por la necesidad de estimar la demanda de carbón que requieren las centrales que componen el SIC para abastecerlo. Este modelo se basa en la gestión óptima de la utilización de las aguas del Lago Laja, y se calcula en un horizonte de 10 años.

---

<sup>226</sup> DFL N° 1, artículo 101 bis N° 1.



Se utiliza el modelo del Laja por su gran magnitud, ya que posee grandes cantidades de recurso hidrológico, variable que influye bastante en la determinación de los costos de generación. Este Lago tiene una capacidad de 6.800 GWh y un afluente de 3.800 GWh.

Este modelo, dada la utilización de gran cantidad de recurso hidrológico, optimiza su uso, lo que se traduce en una disminución de sus costos. Este modelo utiliza una programación dinámica para 10 años, aunque perfectamente podría estimarse para 20 años.

Tanto la determinación del precio de nudo de la potencia como de la energía se calculan en un punto determinado del sistema eléctrico llamado Punto de Referencia.

La determinación de los precios no es la misma para todos los puntos del sistema, ya que dependerá del lugar donde se produzcan los retiros de electricidad, esto porque la energía que se inyecta no es la misma en cantidad a la que se retira, por tanto, para la determinación de estos precios se debe ir actualizando el precio, lo que se lleva a cabo mediante la utilización de Factores de Penalización o Modulación Geográfica, que son determinados por la autoridad y que sirven además para la determinación del Precio de Nudo.

## **5.5 CARACTERÍSTICAS DEL PRECIO DE NUDO TRADICIONAL**

Los precios de nudo tienen características muy importantes, que los hacen ser la base de nuestro sistema tarifario:

- Son precios aplicados a nivel Generación- Transporte. Tal como lo señala el DFL N° 1 en su artículo 96 n° 1, estos precios *“se definirán para todas las subestaciones de Generación – Transporte desde las cuales se efectúe el suministro”*.
- Se fijan semestralmente en los meses de Abril y Octubre de cada año, y son reajustables. Corresponde a la autoridad calcular y fijar los precios máximos.
- La determinación de estos precios será distinta según el tamaño del sistema eléctrico. El DFL N° 1 en su artículo 97 señala: *“En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación – transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros”*.  
*En sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.*
- Su cálculo debe considerar el cálculo de los precios aplicados por los generadores a los clientes libres. El artículo 101 del DFL letra d) señala: *La generadora debe comunicar a la Comisión...”El precio Medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre”*.
- El comprador que se sujeta a este tipo de precios es una empresa Distribuidora, y estas, para cumplir con su obligación de suministro regular y continuo, cuando no cuente con generación propia, se debe sujetar al suministro que le proporcione el sistema eléctrico, en base a contratos de compraventa que celebran con generadoras, lo que se valoriza a precio de nudo. Constituyen por tanto un elemento para definir los precios a nivel de distribución, ya que estos últimos se componen del precio de nudo más el valor agregado de distribución.

- Uno de sus componentes es el “precio básico de la energía”, elemento que está considerado en el artículo 99 del DFL N° 1.
- Sus elementos característicos están fijados por la ley y estos son el “precio de nudo de la energía” y el “precio de nudo de la potencia”.
- El objetivo principal de su cálculo es entregar al mercado una señal de precios más estables en el mediano y largo plazo y, evitar que la posición monopólica del sector distribución afecte a los consumidores finales<sup>227</sup>.
- Hoy en día el precio de nudo, gracias a la innovación incorporada por la ley 19.940 de 2004, entra en competencia con el precio libre. Esta norma permite a clientes con potencia conectada superior a 500 KW optar entre un régimen regulado o tarifa libre. Esto significa que si las tarifas libres son más convenientes, los usuarios finales optarán por ellas, al contrario, si resulta más favorable la tarifa regulada, es decir el precio de nudo, sin lugar a dudas será este el elegido por los consumidores.

## **5.6 IMPORTANCIA E IMPACTO DE LA FIJACION DEL PRECIO DE NUDO.**

El Precio de Nudo, como ya se ha señalado, es el que se aplica tanto a la venta de energía como a la venta de potencia que realizan las empresas generadoras a las distribuidoras, este precio es de vital importancia, ya que, cubren cerca del 70 % del consumo total en el SIC y cerca del 20 % en el SING, es decir, abarca alrededor del 60% del consumo total del país<sup>228</sup>.

La determinación del precio de nudo por la autoridad tiene un doble propósito: en primer lugar dar protección a los consumidores finales en el sentido de impedir que la posición monopólica de las empresas distribuidoras los afecte a

---

<sup>227</sup> Comisión Resolutiva, resolución N° 372 de 02 de junio de 1992, y resolución N° 488 de 11 de junio de 1997.

<sup>228</sup> Página web, [www.seller.rate.cl](http://www.seller.rate.cl) “El sistema tarifario”

través de los precios. Para ello se requiere que estos precios estén bien calculados, es decir, que no exista una posible manipulación por parte de la autoridad o de las empresas, ya que si estos precios son muy bajos sería una situación conveniente para los clientes finales en el corto plazo, pero no lo sería en el largo plazo, ya que las empresas generadoras no podrían invertir, pudiendo producirse una falta de oferta en el futuro para abastecer la creciente demanda<sup>229</sup>. Al contrario, si los precios de nudo son muy altos, estos afectarían significativamente la economía de los consumidores finales, por tanto, el segundo propósito u objetivo que se persigue con la fijación de este precio es entregar al mercado una señal de precios más estable y simple de aplicar a largo y mediano plazo, por ello se creó el Precio de Nudo, para dar señales de eficiencia económica, señales que son otorgadas por los costos marginales.

La modificación introducida por la Ley N° 20.018, pretende flexibilizar los precios de nudo, esto traerá ventajas al sistema eléctrico y se convertirá en un gran incentivo para los futuros inversionistas, ya que tendrán un precio más estable y podrán competir a la par con los precios libres de grandes clientes. Este precio asegurará al generador ingresos consistentes con sus costos de producción.

Se ha señalado que el precio de nudo se compone de: Precio de Nudo de la Potencia y Precio de Nudo de la Energía. Para determinar el precio de la potencia se toma en cuenta los costos de inversión de centrales generadoras que poseen altos costos variables de operación pero bajos de inversión, es lo

---

<sup>229</sup> Esto además dice relación con la señal que se entrega al inversionista, cuyo retorno se proyecta para 20 años o más.

que ocurre por ejemplo con una central que opera con petróleo diesel. Para calcular el precio de la energía se utilizan costos marginales, los que se obtienen luego de prever y simular la operación futura del sistema eléctrico, es decir, una vez calculado los precios, se deben ver condiciones actuales y futuras del mercado. Esta característica lo transforma en un precio rígido y estático en el sentido de que no puede percibir las condiciones de oferta a corto plazo, transformándose en definitiva en un desincentivo para las empresas generadoras.

Uno de los elementos que se deben tomar en cuenta para el cálculo de este precio es la previsión de demanda de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años. Esta previsión de demanda se traduce en un informe indicativo y técnico que debe realizar la CNE, el que, como ya se indicó, se elabora a partir de una previsión de demanda futura, situación que hace imposible que este precio se ajuste completamente a la realidad, ya que en él sólo se especula lo que pasará en 10 años.

Este informe, elaborado por la CNE debe ser enviado a las empresas generadoras, transmisoras y CDECs. A su vez, a estos organismos se les da la posibilidad de hacer observaciones al informe, lo que demuestra que este precio no atiende a condiciones del mercado, a oferta, a demanda ni a variaciones en la hidrología nacional, sino que es producto de un acuerdo entre los interesados en su determinación.

## **CAPÍTULO VI**

### **PRECIO LIBRE**

#### **MERCADO CON LOS GRANDES CONSUMIDORES**

En el mercado con los grandes consumidores, la ley reconoce absoluta capacidad a los contratantes para negociar las condiciones del contrato de suministro celebrado entre estas empresas y los clientes no regulados, incluido el precio, denominado “precio libre”. Este precio no atiende a regulación alguna establecida por ley, es más, los clientes gozan de libertad para contratar porque se considera que ellos tienen un poder de negociación y sofisticación técnica tales que no necesitan de la protección que les pueda otorgar la regulación de las tarifas establecidas por ley.

Esta es la razón por la cual la ley permite a este tipo de consumidores pactar directamente con sus proveedores de energía eléctrica a un precio convenido por ellos y basado en las condiciones del mercado, lo cual se verá a continuación.

#### **6.1 PRECIO LIBRE**

Es el precio que se aplica en otro de los tres mercados en que participan las generadoras. Es aquel que negocian las partes del contrato, es decir, es el acordado entre la empresa generadora o distribuidora en su caso, y los grandes

clientes industriales y mineros, o sea, aquellos cuya potencia instalada sea superior a 2.000 KW<sup>230</sup>

Dado que en este mercado se plasma el sistema de libre competencia que rige al sector generación, los inversionistas ven en aquello un incentivo para participar en la producción de electricidad, es decir, la libertad reconocida a las partes para contratar hace posible que ellos puedan analizar las distintas alternativas que se presentan y puedan optar por aquellas que consideren más favorables sin sujeción a los límites fijados por la autoridad.

Esta autonomía de las partes reconocida por la ley es ampliamente beneficiosa, ya que ella es el atractivo de los inversionistas y hace posible que sean las propias partes las que determinen que es lo mejor para cada cual; el precio para una y la calidad, seguridad y otras condiciones del suministro para la otra.

Este precio cobra vital importancia en el SING, donde solo el 20 % del mercado percibe precios regulados, esto ocurre por la gran cantidad de contratos libres entre empresas mineras, mientras que en el SIC los clientes libres abarcan cerca del 30% de la demanda total<sup>231</sup>.

## **6.2 AMBITO DE APLICACIÓN DEL PRECIO LIBRE**

La generadora (o distribuidora en su caso), es absolutamente autónoma para contratar a precio libre con todo cliente con una potencia conectada superior a

---

<sup>230</sup> Esto es sin perjuicio de aquellos clientes cuya potencia conectada sea inferior a 2000 KW. y decidan contratar a precio libre.

<sup>231</sup> Página web [www.séller-rate.cl](http://www.séller-rate.cl) “*El Sistema Eléctrico*”

2.000KW. En esta hipótesis de aplicación el requisito necesario es solo uno, la potencia conectada; así, una vez cumplido este requisito la ley reconoce plena capacidad a los contratantes para convenir las condiciones del suministro. Sin embargo, la ley<sup>232</sup> da también la opción a los clientes con potencia conectada inferior a 2.000KW. para que puedan contratar a precio libre bajo las siguientes condiciones:

- a) Cuando se trate de suministro por menos de doce meses.
- b) En caso en que el cliente exija una calidad de servicio mayor que la contemplada en los reglamentos respectivos.
- c) Que el momento de carga, es decir, el producto entre la potencia conectada del cliente y la distancia a la subestación de distribución primaria sea mayor que 20 MW.
- d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500KW.

Esta nueva categoría de consumidores (con potencia conectada superior a 500 KW) creados por la ley 19.940 de 2004 tienen la posibilidad de elegir entre un régimen de tarifa libre o regulada. Optarán por ser clientes libres cuando los generadores le puedan ofrecer contratos con precios más ventajosos que el precio regulado.

Esta innovación incorporada por la ley 19.940 es beneficiosa en el sentido que favorecerá la competencia para los precios regulados.

Este es el ámbito de aplicación y caracterización de este mercado desde el punto de vista de la demanda, sin embargo, existe otro modo más didáctico de describir el ámbito de aplicación de este precio, se trata de aquel que caracteriza el tipo de oferente y demandante que operan en el sector.

---

<sup>232</sup> DFL N° 1 artículo 90 N° 4 inc. 2°.



De esta manera, existen clientes o demandantes no regulados con facilidad de acceso a líneas de subtransmisión y otros distantes de los centros de consumo y de subtransmisión. Para este segundo tipo de clientes existen dos tipos de oferentes: los generadores y ellos mismos como autogeneradores. Los primeros están insertos en los centros de consumo servidos por una distribuidora pero pueden estar económicamente lejos de líneas de subtransmisión alternativas a las de la distribuidora correspondiente, por tanto, su única opción económicamente viable sería esta última (la distribuidora de la zona), o bien podría optar por esquemas de autogeneración si su escala de operación lo justifica.

Existe un punto medio entre los clientes anteriores, se trata de aquellos que pueden económicamente optar por ambos tipos de oferentes: generadores o la distribuidora (correspondiente al área de concesión) y además por la autogeneración.

Es necesario destacar que para nuestra legislación la venta a clientes no regulados que realizan las distribuidoras en sus áreas de concesión se contabilizan en la CNE como ventas “indirectas” de la generadora, esto ocurre porque la distribuidora compra esa electricidad por cuenta del cliente a un generador a un precio no regulado, pero la comercialización la realiza la distribuidora que es la que compite en definitiva con la generadora.

Por tanto, a modo de síntesis tenemos:

#### I. Según la potencia (o demanda)

Cientes libres {  
Cuya potencia instalada es superior a 2MW.  
Cuya potencia es inferior a 2MW pero cumpliendo requisitos establecidos por ley.

II. Según tipo de oferente y demandante:

a) Cliente no regulado lejos del área urbana:

Pueden obtener suministro de {  
Generadoras  
Autogeneración

b) Cliente no regulado cerca del área urbana:

Obtiene suministro de: {  
Generador  
Autogeneración  
Distribuidora del área de concesión

c) Cliente no regulado dentro del área urbana:

Obtiene suministro de {  
Distribuidora (del área concesional)  
Autogeneración  
Generadora

### **6.3 IMPORTANCIA DEL PRECIO LIBRE**

La relevancia que este mercado libre presenta para el sistema eléctrico chileno es de gran consideración, ya que, como se ha señalado anteriormente, es una instancia apropiada para que los actores pactar las condiciones de los contratos más favorables para sus negocios.

Por otra parte, en este mercado se plasma el sistema de libre competencia que rige al mercado eléctrico chileno, sin embargo, con las innovaciones introducidas por la Ley N° 20.018 se creó un sistema de Licitaciones al cual deben someterse las empresas de distribución que deseen dar suministro a clientes regulados<sup>233</sup> ya no es la única instancia donde se puede apreciar la libre competencia ni la oportunidad de los clientes para pactar condiciones de suministros, ya que con la aparición de los precios de nudo de largo plazo se crea un nuevo espacio competitivo de mercado.

La no existencia de regulación es un atractivo para los inversionistas porque ponen en práctica sus habilidades de negociación y con ello pueden obtener más ventajas que aquellas establecidas en la hipótesis de la norma.

La falta de normas, de límites y restricciones implica la desaparición de una gran barrera de entrada a este mercado: La excesiva regulación. Lo anterior no implica que las partes queden desprotegidas o que puedan producirse abusos frente al contratante más débil, ya que en todo lo no convenido por las partes, rigen la Ley Eléctrica y su Reglamento en subsidio.

---

<sup>233</sup> El sistema de licitación fue tratado a propósito de la dictación de la Ley 20.018 en el capítulo II

La vinculación legal de las partes que se plasma en el contrato de suministro puede implicar una responsabilidad más allá de las generales establecidas en la ley, lo que hace que las partes incurran en menos errores o incumplimientos, lo que conlleva a la obtención de mejor calidad y continuidad en el suministro, lo que en definitiva se traduce en una mejora radical de toda la estructura del sistema eléctrico.

Por otra parte, la celebración de estos contratos, que por regla general son de mediano o largo plazo, permiten asegurar la estabilidad de las relaciones comerciales y hace posible que los suministradores tengan mayor seguridad al concretar proyectos que adicione capacidad de generación.

Con estos contratos también se busca que las partes contemplen nuevos y más eficaces mecanismos destinados a precaver las diferencias que pueden surgir en relación a las proyecciones de demandas de la empresa.

#### **6.4 RELACION PRECIO LIBRE – PRECIO DE NUDO**

Al analizar la etapa de la formación del precio de nudo vimos que en lo que hemos denominado “Etapa de respuestas a las observaciones”<sup>234</sup>, la CNE es facultada por Ley para aceptar o rechazar las observaciones hechas por las partes. Junto a esas observaciones, las empresas de generación y transporte cada año y antes del 31 de Marzo y del 30 de Septiembre deben comunicar a la Comisión:

---

<sup>234</sup> Ver página 124.

1. Potencia
2. Energía
3. Punto de suministro
4. El precio medio cobrado por ventas a precio libre
5. Precio Medio cobrado por ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo respecto de sus clientes libres.

La potencia y energía suministrada a clientes libres se informa a la comisión con el objeto de que a partir de ellos se pueda determinar el Precio Medio Teórico que se utiliza como referencia para aceptar o no un precio de nudo<sup>235</sup>.

Lo informado en los puntos 3 y 4, es decir, Punto de suministro y precio medio cobrado por ventas a precio libre, se utiliza para calcular el Precio Medio de Mercado, precio que también sirve como referente para aceptar o rechazar un determinado precio de nudo.

Es decir, si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la banda de precios medio de mercado los precios de nudos determinados por la comisión serán aceptados, de lo contrario dicho precio de nudo se debe ajustar a dicha banda<sup>236</sup>

En definitiva, el precio libre contratado con los grandes clientes es utilizado como referente y como elemento necesario para determinar si un precio de nudo se ajusta o a la banda de precios fijada por ley.

## **6.5 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CONTRATO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO.**

---

<sup>235</sup> DFL N° 1, artículo 101 bis N°s 2 y 3

<sup>236</sup> DFL N° 1, artículo 101 bis N° 3.

### 6.5.1 MERCADO DE LOS GRANDES CLIENTES

Analicemos ahora, la herramienta jurídica mediante la cual la empresa generadora concreta el negocio de suministro de energía con los grandes clientes.

El suministro eléctrico proporcionado por la generadora se plasma en contratos, estos deben cumplir con los requisitos y características de todo contrato y otros especiales como veremos a continuación:

- Según el artículo 1438 del Código Civil, “ *Contrato o convención es un acto por el cual una parte se obliga para con otra a dar, hacer o no hacer alguna cosa*”.

En este caso las partes son: la empresa generadora o distribuidora, y la empresa que desea obtener suministro eléctrico. Dado que se exige una amplia capacidad de potencia, por lo general estas empresas son grandes industrias o empresas mineras.

- Este contrato celebrado entre generadora o distribuidora con su cliente es un contrato de compraventa, esa es su naturaleza jurídica,
- El objeto del contrato es la obligación u obligaciones que de él se generan.(el objeto de la obligación puede consistir en dar, hacer o no hacer). En este contrato la obligación que surge para las partes es una obligación de dar, ya que esta contiene la de entregar, entregar una cantidad determinada de energía a un precio pactado en relación a la cosa mueble que se espera que exista.
- Es un contrato bilateral, por cuanto las partes contratantes se obligan recíprocamente. Las obligaciones mínimas que pueden surgir son:

- a) Pagar el precio convenido
  - b) Dar suministro según las condiciones de calidad pactada.
- 
- Es un contrato oneroso ya que tiene por objeto la utilidad de ambos contratantes, gravándose uno en beneficio del otro.
  
  - Es un contrato principal, ya que subsiste por sí mismo sin necesidad de otra convención.

Para que las partes celebren válidamente este contrato es necesario que<sup>237</sup>:

- a) Que sean legalmente capaces: Como aquí contratan personas jurídicas, la capacidad está restringida a los derechos patrimoniales y hay límites en cuanto a la capacidad de ejercicio de derechos personales que solo son para las personas naturales.
- b) Que consientan en dicho acto o declaración y su consentimiento no adolezca de vicio: Las partes deben manifestar su voluntad libremente, no existiendo error, fuerza o dolo.
- c) Que recaiga sobre un objeto lícito.
- d) Que tenga causa lícita: En los contratos de suministro eléctrico claramente se cumplen estos dos requisitos ya que estamos hablando de un bien de primera necesidad.

## **6.6 CARACTERÍSTICAS ESPECIALES DEL CONTRATO DE SUMINISTRO**

Para analizar las características especiales del contrato de suministro es necesario conocer su naturaleza jurídica:

---

<sup>237</sup> Código Civil, artículo 1445.

En una primera oportunidad se consideró el contrato de suministro de electricidad como un contrato de arrendamiento de servicio<sup>238</sup>. Se señalaba que dadas las características de la compraventa una de las partes se obliga a dar una cosa, en cambio, en un contrato de arrendamiento una de las partes se obliga a conceder el goce de la cosa, o a ejecutar una obra o prestar un servicio, por tanto, se señalaba que las obligaciones surgidas de un contrato de suministro no eran de dar sino de hacer, la que consistía en el hecho positivo de prestar una serie de servicios necesarios para producir y mantener el suministro. Sin embargo, no se establecía con precisión que clase de arrendamiento de servicio se trataba, si de cosa, de servicios inmateriales, esta impresión se debía a que no se tenía la certeza de la naturaleza jurídica de la electricidad<sup>239</sup>.

Este problema no solo surgía en nuestro país, sino también en otras partes del mundo como en Europa<sup>240</sup>, donde un principio se estableció que se trataba de un contrato de arrendamiento de cosa, otras veces se consideró como un contrato de arrendamiento de servicios y otras, que era una verdadera compraventa.

El argumento para considerarlo arrendamiento de cosa era que el objeto del contrato era la electricidad misma, y que este tipo de contratos se caracterizaba porque al abonado se concede el goce de la cosa conservando su sustancia, situación que ocurría con el contrato de suministro, ya que no se consumía, no se agotaba la electricidad, ya que después de su uso volvía a la

---

<sup>238</sup> Claro Solar, Luis, "Los Contratos Sobre Suministro de Electricidad y dos fallos de la Corte Suprema". Año XIX Marzo a Julio de 1922.

<sup>239</sup> Recordar lo señalado al respecto en el capítulo I.

<sup>240</sup> Claro Solar, Luis, op. Cit. Pag. 22 y siguientes.



maquina generadora produciéndose un circuito constante de desarrollo de energía. Es por esta razón, por el hecho de que la electricidad no se podía consumir que ella no podía ser objeto de compraventa sino de arrendamiento.

Sin embargo, como ya se ha visto, la electricidad se consume por el primer uso que se haga de ella, sea para alumbrar, calentar, poner en funcionamiento una maquinaria, etc., por tanto no se puede considerar como un arrendamiento de cosa.

En un segundo momento, fue tratado como un arrendamiento de servicio, no solo se sostuvo esta tesis en doctrina comparada, sino también por nuestros propios tribunales de justicia<sup>241</sup> que consideraban que la empresa encargada de dar suministro no contraían una obligación de dar, sino de hacer, ya que se comprometían a suministrar una determinada cantidad de electricidad y esa obligación se convertía en la necesidad de producir una cantidad determinada de fuerza eléctrica, siendo por tanto este trabajo el fin que tuvieron las partes al contratar y la entrega de la producida solo era el momento final del contrato.

Sin embargo, ello no es así, ya que el cliente no tiene en mente los procesos productivos de la electricidad, sino lo que a él le interesa es la entrega de ese producto por la cual se obliga a pagar un precio determinado.

---

<sup>241</sup> Corte Suprema, sentencia de 24 de Julio de 1905, Compañía General de Electricidad Industrial con Municipalidad de San Fernando y 22 de abril de 1921, Compañía General de Electricidad Industrial con Municipalidad de Chillan en Revista de Derecho y Jurisprudencia año XIX tomo I, pág. 1 y siguientes.

Por tanto, teniendo en consideración todas las características de la electricidad que se mencionaron en el capítulo I de este trabajo se concluye que se generan para ambas partes del contrato prestaciones recíprocas de cumplimiento continuo, por una parte, existe la obligación que contrae la empresa que otorga suministro que es dar en dominio el objeto del contrato, la electricidad, y por otra parte, el cliente se obliga por ello a pagar un determinado precio por el consumo efectuado, obligación que surge al mismo instante de consumido el producto, se trata por tanto de un Contrato de Compraventa, al cual se le aplican todas las disposiciones que no son contrarias a su naturaleza o que estén reguladas de manera especial<sup>242</sup>.

La venta de electricidad en el ámbito mercantil es clasificada como un acto de comercio mixto o de doble carácter, que es aquel que para una de las partes tiene carácter mercantil y para la otra civil, lo que es plenamente posible ya que el artículo N° 3 del Código de Comercio señala “*son actos de comercio, ya de parte de ambos contratantes, ya de parte de uno de ellos*”.

Las partes son soberanas para pactar cualquier cláusula dentro del contrato, sin embargo, en casi la generalidad de ellos existen las siguientes:

### **6.6.1 Objeto**

En este ítem las partes especifican el objeto del contrato, es decir, identifican las obligaciones que surgen de él.

---

<sup>242</sup> Es decir, a este tipo de contratos le serán aplicables las normas generales sobre la compraventa contenidas en el Código Civil y las especiales contenidas en el DFL N° 1, D. S N° 327 y demás normas que regulan el mercado eléctrico.

El proveedor (empresa generadora o distribuidora) se obligará a suministrar electricidad y el comprador se obliga a comprarla para su consumo. Se llega a acuerdo luego de que el proveedor ha hecho una oferta económica y técnica al comprador y éste ha aceptado.

### **6.6.2 Características del suministro**

En este ítem se puede incluir la modalidad, frecuencia, voltaje y nivel de tensión, cantidad y calidad del suministro.

Por otra parte, el proveedor se puede comprometer a entregarlo en forma ininterrumpida o bien establecer situaciones de excepción.

### **6.6.3 Punto de suministro y medición de la electricidad**

Aquí se especifica el lugar o subestación donde se entregará la electricidad junto con el nivel de tensión y la frecuencia.

Podrán además pactar la suerte de los montos de ingresos tarifarios que se generen por posibles diferencias entre el punto de suministro y el punto de consumo.

### **6.6.4 Continuidad y calidad de suministro**

Aunque las partes no lo regulen, este ítem estará regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos y por el Reglamento de ésta en subsidio.

Este ítem es de especial importancia para las partes de modo que el incumplimiento reiterado de esta obligación es por lo general causal de término de contrato de suministro.

#### **6.6.5 Instalaciones involucradas**

El proveedor se obliga bajo su responsabilidad a contar con el equipo y sistemas necesarios para el oportuno y eficaz cumplimiento del contrato; el proveedor puede contar con equipos propios o de terceros previa información a su cliente.

#### **6.6.6 Medición y facturación de la potencia**

En este ítem se establece el procedimiento de medición y facturación de la potencia máxima convenida, sea en hora de punta, es decir, en el periodo de control de la demanda máxima de potencia, o fuera de ella.

#### **6.6.7 Medición y Facturación de la energía**

#### **6.6.8 Medición de energía reactiva**

En estos dos ítems se determinan los responsables de los equipos y quienes realizan las mediciones.

#### **6.6.9 Mantenimiento de las instalaciones**

Se acuerda un sistema de mantenimiento, por ambas partes, de las instalaciones del proveedor o del tercero, estas mantenciones deberán efectuarse por regla general sin interrupción del suministro.

#### **6.6.10 Sistema de medición del consumo y de la calidad del suministro**

#### **6.6.11 Precios del suministro eléctrico**

Los precios se calcularán tomando en cuenta:

- Condiciones generales del mercado.
- Potencia convenida en hora de punta y fuera de ella.
- Puntos de consumo y medida.
- Puntos de suministro.
- Nivel de tensión del suministro.
- Calidad del suministro.
- Condiciones del suministro.
- Plazo del contrato.

#### **6.6.12 Compensaciones por indisponibilidad o interrupciones**

#### **6.6.13 Compensaciones por falta de calidad**

#### **6.6.14 Indemnizaciones por daño**

#### **6.6.15 Multas por atraso en inicio de suministro**

En estos ítems se pacta el monto de las compensaciones, indemnizaciones o multas, fórmula usada para su cálculo, condiciones bajo las cuales se deben pagar y su sistema de pago.

**6.6.16 Se establece la suerte de gravámenes e impuestos aplicables al suministro y los anexos a él.**

Por regla general cada parte se hace cargo de los que les corresponden según ley.

**6.6.17 Forma de pago de factura**

Se fija el periodo de facturación, plazo de entrega de facturas y de su pago, intereses y descuentos por pagos anticipados.

**6.6.18 Moneda de pago**

**6.6.19 Solución de conflictos**

Las partes son soberanas para establecer cualquier procedimiento para la solución de posibles conflictos de existan.

**6.6.20 Vigencia del contrato.**

**6.6.21 Término anticipado del contrato**

Se establecen los requisitos y consecuencias de ello.

## CAPITULO VII

### PRECIO SPOT

#### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES

Un tercer mercado dentro del cual operan las generadoras es el denominado “Spot”. En este mercado se efectúan compraventas de energía eléctrica entre las propias empresas generadoras. Estas transacciones se producen debido a que en cada hora la producción dispuesta por el CDEC para una generadora no coincide necesariamente con la demanda derivada de sus contratos de largo plazo suscritos con distribuidores y grandes consumidores<sup>243</sup>, pues la ley eléctrica impone la obligación de despacho de las centrales en estricto orden de mérito según sus costos marginales de corto plazo, independientemente de los contratos que cada generadora tenga, por consiguiente, el despacho se rige por el principio de eficiencia productiva o de mínimo costo. Además el DS n° 327, Reglamento Eléctrico, impone la obligación para las generadoras de satisfacer la demanda de sus clientes al señalar en su artículo 259 inc. 1° que *“Cada generador **deberá** estar en condiciones de satisfacer, en cada año, su demanda de potencia en horas de punta, considerando la potencia firme propia y la adquirida a otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema”*. Por todo esto, una generadora, ante la imposibilidad de dar cumplimiento cabal a sus obligaciones, debe acceder a este mercado, es decir, una merma en generación produce una compra, en cambio cuando una generadora tiene excedentes de generación respecto de sus

---

<sup>243</sup> Esto ya ha sido visto al analizar el Mercado Eléctrico en un capítulo anterior.

contratos, concurre vendiendo al mercado Spot<sup>244</sup>. En definitiva, cada empresa asume el costo de sus ineficiencias (mantención de un exceso de capacidad instalada y altos costos operacionales), o se beneficia de operar a menores costos (lo que produce su despacho antes que otras).

Como la operación de las generadoras es coordinada por el CDEC, en cada momento operarán sólo aquellas centrales que tengan un costo operacional menor y que sean necesarias para abastecer al sistema de manera eficiente y segura, por ello las centrales que no estén funcionando (aquellas de un costo operacional mayor o deficitarias), deberán pagar por la energía que consumen sus clientes, y estas transacciones se valorizarán a costo marginal, que corresponde a la central de mayor costo operacional en funcionamiento en ese momento. Este “*Costo Marginal Instantáneo*” está previsto en el DFL N° 1, que en su artículo 91 inc. 2° señala: “*las transferencias de energía entre empresas eléctricas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81°, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga*”. A su vez, el artículo 150 de la ley, en su letra f) define el costo marginal de suministro como el “*costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad*”<sup>245</sup>

---

<sup>244</sup> De esta idea nacen los conceptos de Generadora Excedentaria o Deficitaria frente al despacho por el CDEC

<sup>245</sup> Para la determinación del Costo Marginal, el CDEC SIC utiliza el sistema matemático OMSIC, el que considera los siguientes elementos: Estadísticas hidrológicas, disponibilidad del parque



Estas definiciones, dadas por la ley eléctrica están complementadas por el Reglamento Eléctrico, al señalar en su artículo 263 que : *“Costo Marginal Instantáneo de Energía en cada barra es el costo, incluida la componente de racionamiento y las limitaciones de las instalaciones, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre en promedio durante el período que establezca el reglamento interno, para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación óptima determinada por el CDEC”*<sup>246</sup>

Como lo señalan los artículos 91 de la ley, 172 letra b) del DS n° 327 y 108 del reglamento interno del CDEC SIC, el cálculo de este costo marginal instantáneo está entregado al CDEC, específicamente a su Dirección de Operación<sup>247</sup>, conforme al procedimiento regulado en el Reglamento Eléctrico, en sus artículos 257 y siguientes.

Para la fijación del Costo Marginal Instantáneo (que se fija para cada hora), el CDEC debe tomar en cuenta todas las situaciones coyunturales efectivamente ocurridas. Para ello hará una previsión semanal, la que en caso de emergencias deberá ser ajustada.

Para el despacho de las centrales, el CDEC establecerá cuales son las que pueden generar energía eléctrica en una hora determinada y con cuanta potencia pueden contribuir al sistema cada una. Luego se identifican los costos

---

generador, costo de falla o de racionamiento. También deben considerarse los costos variables de las generadoras, lo que equivale a incluir como factor al precio de los combustibles.

<sup>246</sup> DS. N° 327, artículo 263 inc. 2°

<sup>247</sup> L Dirección de Operación es uno de los órganos que compone el CDEC, cuyas funciones están señaladas en el artículo 181 del D.S N° 327

marginales de producción por megawatts de cada una de estas centrales, tratándose de una central hidroeléctrica con capacidad de embalse muy grande, parte de este costo será el Costo de Oportunidad de descargar el agua en horas futuras, por lo que la tarifa ocupada en hora presente se establecerá en función de las tarifas que se espera rijan en horas futuras; por ello las tarifas presentes y las futuras deben ser determinadas conjuntamente.

Posteriormente se ordenan los costos de producción según una curva de oferta horaria, se aplica la cantidad efectivamente demandada a esa hora y se determina el costo de satisfacer toda la demanda. Este último costo es el “*Costo Marginal Instantáneo*” del sistema en esa hora.

Toda esta forma de operación, regulada por el CDEC provoca que las generadoras, independientemente de sus obligaciones contractuales individuales, tengan una obligación con el sistema en el que operan, y esta obligación se traduce en la concurrencia con su producción al abastecimiento de la demanda global, y todo ello según las instrucciones que imparta el CDEC; esto quiere decir que las obligaciones de una generadora con sus clientes serán siempre cumplidas, independientemente de si la energía eléctrica que consume este cliente es o no producida por el generador con quien realmente contrató. En este caso la generadora que cumple su obligación con la energía eléctrica producida por otra se convertirá en deudora dentro del sistema y la que entregó su energía estará realizando un pago por subrogación. Toda esta situación será irrelevante para el cliente, ya que este siempre deberá ser satisfecho en su carácter de acreedor de la energía eléctrica.

Estas transferencias que se realizan al interior del mercado spot están sujetas a determinadas reglas que son fijadas por el respectivo CDEC, dentro de las cuales es posible destacar como de mayor relevancia la nula soberanía de las generadoras al momento de producirse estas transacciones, es decir, estas transferencias están originadas en la operación del sistema que realiza el CDEC para cumplir los imperativos legales de coordinación y seguridad del mismo. Por otro lado, como ya se dijo, producidas estas transferencias de energía eléctrica, se está produciendo un pago por subrogación y por tanto la generadora que no produjo deberá pagar a la que sí lo hizo; sin embargo, debido a la imposibilidad física de determinar la procedencia de la energía eléctrica con la que se abastecieron los clientes de la generadora que no produjo, las deudas que se originen entre generadoras deficitarias y las excedentarias se determinarán en base a un balance global de las inyecciones y retiros efectuados por cada empresa. Este balance está regulado por el Reglamento Eléctrico, DS N° 327, en sus artículos 265 y 266. Según esta normativa, las transferencias y pagos entre generadores serán contabilizadas por el CDEC de acuerdo a un procedimiento específico:

- a. En las barras de las subestaciones en que se produzcan transferencias de energía entre generadores, se efectuarán las mediciones para determinar las inyecciones y retiros horarios netos de energía de cada generador involucrado, las que serán valorizadas multiplicándolas por el costo marginal correspondiente.
- b. Para cada generador, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros netos valorizados a que se refiere la letra a), ocurridos en todo el sistema durante el mes. Las inyecciones se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, con signo positivo, constituirá el saldo neto mensual de cada generador.

Cada generador con saldo neto mensual negativo debe pagar la cantidad respectiva a todos los generadores que tengan saldo neto positivo, en la proporción que cada uno de estos últimos participe en el saldo positivo total del mes.<sup>248</sup>

Sin embargo, antes de aplicar este mecanismo es necesario saber cuales generadoras son deficitarias y cuales excedentarias, y para ello el CDEC realiza una operación conocida como “*Proceso de Facturación*”, el cual está regulado en el artículo 134 del reglamento interno del CDEC SIC. Este proceso consta de cuatro etapas:

1. ***Datos de Facturación:*** En primer término el CDEC debe tener todos los medios que le permitan establecer las inyecciones y retiros de cada barra. Si el CDEC no cuenta con la información necesaria, las empresas deberán entregarla a más tardar el quinto día del mes siguiente.
2. ***Información:*** El noveno día de cada mes a más tardar, la Dirección de Operación dará a conocer a las empresas la valorización de las transferencias de energía, potencia de punta y regulación de frecuencia, y para ello emitirá un informe que contendrá los diferentes balances físicos y valorados de cada integrante; además contendrá costos marginales horarios, indicación de las horas en que la valorización se hizo en forma provisional, y comentarios relevantes.
3. ***Observaciones:*** A más tardar el día 12 de cada mes las empresas podrán formular observaciones.
4. ***Balance:*** A más tardar el día 16 de cada mes, la Dirección de Operación del CDEC enviará a cada una de las empresas el balance definitivo de valorización por concepto de transferencias de energía, con las modificaciones que correspondan, producto de las observaciones que se acojan.

---

<sup>248</sup> DS. N° 327, artículo 266

Todo este proceso llevará finalmente a determinar los montos que deberán ser pagados entre las generadoras al realizar transferencias al interior del mercado Spot.

## 7.1 COSTO DE FALLA

Como ya hemos señalado, en condiciones normales el precio de transferencia de energía eléctrica al interior del mercado Spot debe ser el “Costo Marginal de Producción”, pero cuando ocurre una falla o crisis en el sistema, es decir, cuando no calza la oferta con la demanda, este precio valorado a costo marginal pasa a valorarse a “*Costo de Falla*” o “*Costo de Racionamiento*”, que es aquel “*costo por kilowattthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia si así conviniera*”<sup>249</sup>. Además, este costo de falla podría definirse como aquel costo que están dispuestos a pagar los usuarios por un Kw/h adicional en condiciones de racionamiento o interrupción del suministro eléctrico, esto es, cuando la oferta no es capaz de satisfacer la suma de demandas individuales de la totalidad de los usuarios de un sistema.

Este precio, que es único y predeterminado debido a la complejidad de determinar el costo marginal según el procedimiento común aplicable en condiciones normales del mercado, fluctuará en relación a la profundidad de la crisis producida y no en relación a los costos de la última central despachada como ocurre con el costo marginal. Sin embargo es un costo muy difícil de

---

<sup>249</sup> DFL N° 1, artículo 99 N° 2, y DS. N° 327, artículo 330 N° 8

valorar debido a la serie de factores que influyen en él. Los principales problemas que se presentan son entre otros la dificultad de considerar a la energía eléctrica como un bien transable, debido a que en muchas aplicaciones produce un aumento de la calidad de vida, lo que agrupa a muchos elementos difíciles de cuantificar económicamente, y en otras aplicaciones en que sí puede considerarse como transable, no existe una relación nítida entre el precio o valor final de un producto y el valor de la energía eléctrica utilizada en su producción. Además, este costo de falla puede variar por diversos factores tales como la magnitud de la falla, la duración y frecuencia de la interrupción, el tipo de usuario afectado, el nivel de tensión afectado, la hora, día y estación en que ocurre la falla, etc.

La ley diseñó este costo de falla como un precio más alto que el costo marginal para incentivar a los inversionistas para que entren al mercado y tengan sus centrales preparadas para funcionar en tiempos de crisis, pero además pretendió dar señales a los actuales intervinientes, destinadas a la prevención y así evitar las transferencias de energía eléctrica al interior del CDEC a este costo más elevado.

Cuando se produce una falla o condición de racionamiento<sup>250</sup>, la energía eléctrica total de que disponen las generadoras excedentarias es menor que aquella que requieren las deficitarias para dar cumplimiento a sus contratos, por ello *“en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico a consecuencia de fallas prolongadas de*

---

<sup>250</sup> Se entenderá que existe condición de racionamiento en una barra, si por cualquier circunstancia, los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio (DS. N° 327, artículo 264 inc. 2° primera parte)

*centrales eléctricas*”<sup>251</sup>, el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá dictar un decreto de racionamiento. Este decreto está destinado a establecer las medidas necesarias para evitar, manejar o superar este déficit, y dentro de estas medidas se encuentran el “incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema”.

Esto producirá que aquellos inversionistas que entran al mercado y las generadoras que aumentan su capacidad se vean beneficiados al poder vender su energía eléctrica al interior del CDEC a un precio superior, es decir, a un costo de falla. Por lo demás así expresamente lo señala el artículo 99 bis inciso final del DFL N° 1, al señalar que *“las transferencias de energía que se produzcan en un centro de despacho económico de carga, resultantes de la dictación de un decreto de racionamiento, también se valorizarán al costo marginal instantáneo aplicable a las transacciones de energía en el sistema, el que en horas de racionamiento equivale al costo de falla”*.

## **7.2 POLÍTICAS COMERCIALES**

Dado que la actual normativa le entrega plena libertad a las empresas generadoras para decidir sus políticas comerciales, estas podrán determinar como distribuyen sus ventas, y esta estructura que la generadora da a la comercialización de su energía eléctrica determinará en gran medida el éxito o fracaso de su gestión.

---

<sup>251</sup> DFL N° 1, artículo 99 bis

Considerando esto, y además lo dispuesto en la ley, tenemos que una empresa generadora puede participar en el mercado de dos formas:

- Por intermedio de contratos, ya sea con clientes regulados (DFL N° 1, art. 90 N° 3) o con clientes libres (DFL N° 1, art.91).
- Sin la existencia de contratos, realizando traspasos a otras generadoras a precio Spot<sup>252</sup>

Dado que los contratos con clientes libres y con clientes regulados (precio libre y precio de nudo respectivamente) ya han sido analizados en capítulos anteriores, nos referiremos sólo al traspaso de energía eléctrica en el mercado Spot y la forma en que esto influye en la gestión comercial de un generador.

### **7.2.1 Generación Termoeléctrica**

Debido a que la generación termoeléctrica presenta mayores costos operacionales, su entrada en funcionamiento sólo se justifica cuando la demanda sea superior a la capacidad productiva de las generadoras hidroeléctricas, por ello su política comercial frente a contratos de largo plazo deberá ser muy conservadora, ya que sólo en períodos de abundancia pluviométrica podrá obtener utilidades vendiendo energía eléctrica a precio de nudo, es decir, al costo promedio de largo plazo del sistema; y comprando a las compañías hidroeléctricas a un precio menor, es decir, a costo marginal instantáneo o precio spot, porque en años secos deberá vender su energía a

---

<sup>252</sup> En esta segunda forma de operación las generadoras serán remuneradas a costo marginal por su energía vendida. En este caso la generadora obtendrá utilidad siempre que se presenten las condiciones de ser despachada por el CDEC y que esta no sea la central marginal, ya que si lo es, la utilidad obtenida estará compuesta sólo por el costo de racionamiento.



precio de nudo, pero deberá producirla con sus propias centrales, las que tienen un costo operacional mayor, por tanto, producirá pérdidas.

Por otro lado, si una compañía termoeléctrica concurriera vendiendo sólo en el mercado spot, debería operar solamente cuando el sistema eléctrico se encuentra operando a su máxima capacidad o en un estado cercano a ello. En este caso esta generadora presentaría utilidades en los años con hidrología seca y no registraría operación en aquellos años con hidrología húmeda (lluviosos o normales)

### **7.2.2 Generación Hidroeléctrica**

Como las centrales hidroeléctricas dependen directamente de los recursos hídricos disponibles, se encuentran mucho más expuestas a las variaciones pluviométricas; sin embargo es necesario hacer una distinción entre los distintos tipos de centrales hidráulicas, ya que su accionar estará supeditado al tipo de fuente de agua que utilicen, así, una central de embalse tendrá una mayor reserva con la cual responder a sus contratos, a diferencia de una central de pasada que en un año seco por ejemplo, no podrá responder sin tener que recurrir al mercado Spot. Independientemente de todo esto, debido a que los costos operacionales de este tipo de centrales son menores que una central termoeléctrica, se verán beneficiadas al poder obtener ganancias tanto en el mercado spot como en el mercado regulado. Teniendo esto en cuenta, y bajo condiciones normales, es decir, en un año con hidrología húmeda, una generadora hidroeléctrica será capaz de cumplir sus contratos ya que su costo marginal será muy bajo, pero en años secos su capacidad de producción será inferior a la demanda de sus clientes, por ello una política conservadora para

una hidroeléctrica sería vender sólo una parte de su energía firme en contratos de largo plazo, dejando una diferencia para ventas en el mercado spot o como un margen de reserva para cumplir sus contratos, ya que si vendiera toda su energía en contratos de largo plazo, en caso de déficit incurriría en importantes pérdidas al tener que comprar toda la energía que no pudo producir en el mercado spot a precios superiores a los de sus ventas. De este modo sus pérdidas estarían determinadas por la diferencia entre la energía producida y la energía contratada, y además, por el monto que por sobre el precio de nudo significa el precio spot.

En otro extremo, si la generadora no tuviera contratos de largo plazo, evitaría el riesgo de comprar en el mercado spot en épocas de sequía, sin embargo esto afectaría gravemente su rentabilidad, ya que en la mayoría de los casos (que normalmente no comprenden sequías prolongadas) la generadora debería vender su producción a precio spot (un precio muy bajo) y no a precio de nudo, además, sus utilidades estarían sujetas al despacho por el CDEC y al hecho de no ser ella la central marginal, ya que de serlo, su utilidad estaría compuesta sólo por el costo de racionamiento como componente del costo marginal.

### **7.3 BENEFICIOS DE UN MERCADO SPOT**

El mercado Spot, dadas las características que posee, y que ya han sido analizadas, debe tener una regulación suficiente a fin de garantizar su óptima operación y a su vez evitar posibles problemas que puedan presentarse, tales como:

- Desequilibrios entre los flujos de energía previstos y reales.
- Determinación del precio Spot en cada intervalo de tiempo
- Recolección de dinero de los compradores para traspasarlo a los vendedores
- Seguridad en el cumplimiento de contratos
- Falta de un esquema de pago inter-áreas cuando diversas partes de una red funcionan separadamente

Si este mercado está suficientemente regulado y su operación no presenta problemas, traerá para sus interventores diversos beneficios, entre los que pueden contarse:

- Una real respuesta a la demanda, que aclara el mercado y ayuda a equilibrar el poder de mercado de los generadores.
- Aumento de la fiabilidad en el mercado proporcionando señales para el ingreso de nuevas inversiones.
- Señales para suministradores y otros agentes del mercado, necesarias para realizar contratos, ya que el precio de estos por lo general es el valor esperado del precio spot.
- Señales a potenciales usuarios finales para responder a las señales de precios.
- Induce a costos de operación más bajos, dejando fuera a las empresas con tecnologías poco eficientes.
- Su existencia es indispensable para el consumidor final, pues gracias a él estos consumidores cuentan con suministro ininterrumpido, ya que si sólo recibieran la energía de la generadora con la que contrató, eventualmente podrían enfrentar períodos sin suministro.

## **7.4 FALLAS DEL MERCADO SPOT**

Este mercado, como se ha visto, está estructurado sobre la base de un modelo de mercado competitivo, atomizado, donde todas las generadoras pueden concurrir vendiendo o comprando su energía eléctrica, y donde futuros nuevos

inversionistas puedan acceder con la confianza de obtener beneficios, sin embargo, en la práctica estos supuestos se ven bastante lejanos, ya que si se observa la situación del SIC, se ve que sobre el 90% de la potencia instalada está en manos de los tres principales grupos económicos<sup>253</sup> del mercado, lo que junto a otros obstáculos dificulta la transparencia y libertad de competencia en este mercado.

Dentro de las fallas más importantes de este mercado se encuentran:

- *Falta de apertura a sus propios concurrentes:* Esto debido a que la ley encarga la coordinación de las transferencias de este mercado al CDEC, órgano compuesto sólo por generadoras con una capacidad instalada superior a 60 Mw, por tanto aquellas generadoras de menor capacidad son excluidas de la toma de decisiones. A su vez, los distribuidores y grandes clientes también están ausentes, por lo que podría decirse que a este mercado sólo concurre la oferta.
- *Posibilidad de prácticas anticompetitivas facilitadas por la integración vertical:* Esto, debido a que, de existir este tipo de prácticas en contra de generadores rivales, se produciría un alza en los costos marginales de largo plazo, lo que finalmente influiría en un mayor precio a consumidores finales.
- *Barreras a la entrada por alto riesgo para futuros inversionistas:* Un nuevo operador difícilmente puede armar una cartera importante de clientes libres, lo que produce que deba actuar por largo tiempo en el mercado spot, y este mercado como tiene una alta volatilidad en sus precios y no opera con contratos de respaldo explícitos produce un alto riesgo a un potencial inversionista.

---

<sup>253</sup> La mayor generadora es ENDESA con un 58% de la capacidad instalada total, y luego están CHILGENER (generación termoeléctrica) y Colbún.

## CAPÍTULO VIII

### BARRERAS A LA INVERSIÓN EN EL SECTOR GENERACIÓN

En capítulos anteriores se ha señalado que este sector es el eje del sistema eléctrico chileno y que dada su importancia, la autoridad ha querido dejarlo bajo un sistema de libre mercado, donde prime la autonomía de la voluntad de las partes y donde sean ellas las que decidan las características de su inversión.

Pese a esta definición y a los intentos de la ley por hacer que este segmento pueda desarrollarse en un ambiente apto para la competencia por parte del sector privado, la imposibilidad de establecer condiciones beneficiosas para los inversionistas ha triunfado.

A primera vista, el mercado de la generación es un atractivo para cualquiera que desee ingresar a él, ya que ven en este la posibilidad de iniciar grandes proyectos rentable pues se trata de un bien de amplio consumo cuya demanda crece día a día.

Sin embargo, este mercado, donde rige teóricamente la libre competencia y la facilidad de entrada, dista mucho de ser tentativo; esto debido a los variados obstáculos que presenta. Dentro de estos, los más relevantes son los que se analizan a continuación:

La primera gran barrera a que se ven enfrentados los interesados en participar de este mercado es aceptar que este sector **es competitivo en el largo plazo**

**pero monopolístico en el corto plazo**, esto porque la instalación de una nueva central requiere de varios años, por tanto, tener una cartera importante de clientes donde se pueda desarrollar la competencia demora bastante, situación que hace que una empresa generadora sólo opere en el mercado de corto plazo por un largo período.

Hay que destacar además, que **la actividad de generación de energía eléctrica ha quedado liberada sólo en ciertos aspectos**, existiendo en gran parte de ella una regulación de consideración por parte de la autoridad.

A consecuencia de lo anterior **los participantes de este sector se relacionan con la autoridad no en base a un sistema de igualdad sino que existe entre ellos una relación de subordinación**, es decir, el ordenamiento jurídico les ha conferido a las autoridades que regulan este sector las potestades suficientes para guiar esta actividad hacia el bien común, en desmedro de la libertad que exigen los participantes de este sector para llevar a cabo sus inversiones y actividades en general, es por ello que las inversiones en centrales no han ido a la par con el crecimiento que experimenta la demanda.

Por lo tanto, como se ha señalado, la actividad de generación no se desenvuelve en un ámbito de autonomía de la voluntad como se ha pretendido sino en un ámbito de regulación, por ello los futuros inversionistas deberán cumplir con las normas legales que rigen en este mercado, como son, la Ley General de Servicios Eléctricos, su Reglamento, decretos o actos administrativos dictados por la autoridad.

Esta situación (falta de autonomía), también se refleja en el hecho de que **las empresas generadoras no cumplen sus obligaciones de manera soberana, independiente, ya que lo deben hacer según las instrucciones que imparta el CDEC**, y las cumplen, no exclusivamente con la energía eléctrica propia, sino con la energía eléctrica que se inyecta al sistema por las diferentes generadoras, todo lo cual ya hemos analizado en capítulos anteriores.

Por otra parte, **en sólo uno de los tres mercados donde una generadora puede participar (mercado de los grandes clientes o clientes libres), se establece la posibilidad de fijar los precios según la conveniencia de las partes**. En los otros mercados el precio es fijado por la autoridad, fijación que debe atender a múltiples objetivos de tipo político y social, por tanto no siempre prima el criterio económico, lo que en definitiva se traduce en una falta de transparencia del sistema.

Es por esto que los generadores critican la carencia de señales positivas en términos de precios por parte del Estado, lo que según ellos es una de las causas que explican el déficit de inversión y de puesta en marcha de nuevas centrales. En esta misma línea, Paul Fontaine<sup>254</sup> señala que el principal problema en este sector está dado por la excesiva intromisión por parte del Estado en la fijación de los precios, ya que cuando los precios son fijados por un ente externo y no por el propio mercado, es casi seguro que se generan distorsiones, lo que se reflejaría en una inminente escasez eléctrica a mediano plazo, por ello señala que un precio establecido libremente en este mercado, donde existe suficiente competencia (aunque no perfecta) no diferiría

---

<sup>254</sup> Fontaine, Paul, “Cambio a las regulaciones del sector eléctrico”

significativamente de un óptimo social, por ello, tanto los costos directos como indirectos de la excesiva regulación podrían ser mayores que los beneficios de regular. Para este autor, *“Las empresas invierten más y mejor cuando saben que el “regulador” final será el mercado libre, no una autoridad discrecional”*.<sup>255</sup>

Siguiendo en el tema de los precios, pero referido específicamente al precio de nudo, debemos recordar que este es un precio “semi libre”, ya que se trata de un precio fijado por la autoridad pero en base al promedio de los precios spot esperados para un período futuro de 48 meses. Siendo así la situación, en el pasado (hasta 1996) una gran cantidad de contratos entre generadores y clientes libres establecieron que los precios de estos contratos se indexaban con los precios de nudo. Esto resultó satisfactorio hasta esa época, pero a partir de ese año (1996), la situación cambió radicalmente debido a la introducción de nuevas tecnologías (básicamente con la llegada del gas natural) al sector de generación eléctrica. Esto produjo una gran disminución de los costos marginales, produciéndose una baja en los precios de nudo, lo que a su vez acarrió la baja en los precios libres. Esto sin embargo se revirtió a partir del año 2000, ya que luego de 1996 los contratos libres no continuaron indexándose a precio de nudo, aunque aquellos ya indexados a precios de nudo siguen siendo importantes, lo que provoca el temor por parte de los generadores y eventuales inversionistas de que esta situación se repita provocando nuevamente una caída generalizada de precios, tanto libres como de nudo.

---

<sup>255</sup> Fontaine, Paul, “Cambio a las regulaciones del sector eléctrico”



Otro inconveniente que puede presentarse es **la fijación de precios en sí, ya que estos están calculados por la autoridad y si esta realiza mal este cálculo se producen serios problemas en el sector eléctrico.** De este modo, si los precios son bajos, las empresas no contarán con capital suficiente como para invertir en reservas, por tanto estas también serán bajas, produciéndose caos en períodos de sequía.

Al contrario, si los precios son altos se produce un grave impacto en la economía del país y especialmente en la familiar, ya que serán los consumidores regulados los que pagarán precios excesivos.

Además, debe señalarse que el cálculo de los precios de nudo, al realizarse cada seis meses hace que las generadoras estimen que un precio alto en un período no es garantía de que este pueda durar más allá de uno o dos semestres consecutivos. Todo esto hace que los generadores y otros agentes interesados en el **sector no perciban al precio de nudo como un precio confiable** para desarrollar nuevas inversiones.

Como otro obstáculo se presenta **la falta de transparencia en el CDEC**, ya que esta es una institución cerrada, integrada por empresas generadoras, y regulada sólo por un reglamento interno, reglamento que no es conocido por el público. En este sentido, según la opinión de la autoridad<sup>256</sup> una de las grandes barreras que existe para la inversión en este sector está dada por el nivel de litigiosidad que se presenta al interior de los CDEC, lo que se considera como muy significativo por cualquier actor que intente ingresar al

---

<sup>256</sup> Diario Estrategia, 28 de julio de 2004

mercado, sin embargo, la creación del Panel de Expertos<sup>257</sup> en cierta forma ayudaría a disminuir estos conflictos haciendo más transparente el funcionamiento de este organismo, toda vez que se eliminaría el hermetismo respecto de las reglas que rigen en él y sería un órgano externo el que resuelve los posibles conflictos.

Por otro lado, **los modelos utilizados por el CDEC para calcular costos marginales instantaneos, tampoco son públicos**, esta situación hace imposible la existencia de una fiscalización pública de la actuación de este órgano y hace además imposible que un inversionista pueda realizar estudios de factibilidad económica de un negocio futuro si no puede tener acceso a su modo de operación ni a las normas que lo regulan.

Otra dificultad que presenta este mercado es **la integración vertical y alto grado de concentración existente entre las empresas de generación**. La generadora con más poder en el CDEC-SIC abarca cerca del 60% de la generación y en conjunto con la segunda empresa más grande, tienen más del 80% de la generación.

En el SING por su parte, las dos empresas más grandes tienen más del 70% de la generación. Esta concentración se traduce en que ellas pueden manipular los precios de manera de no dar señales económicas beneficiosas a los futuros inversionistas.

Existen además **irregularidades en el mercado Spot**. Como se vio en su oportunidad, a este mercado concurren las generadoras para comprar y vender

---

<sup>257</sup> Organismo creado por la ley 19.940 de 2004, "Ley Corta"

energía con el objeto de cumplir sus obligaciones contractuales. Para que opere de manera coordinada existe un organismo que regula este mercado, que es el CDEC, el que está compuesto por representantes de generadoras, pero sólo de aquellos que posean una potencia instalada superior a 60 MW. Esta situación hace que se excluyan muchas empresas, como generadoras con menor capacidad, distribuidoras o clientes libres, situación que debilita la competitividad porque al interior del CDEC se da una situación donde existe mucha oferta y poca demanda, restándole eficiencia a este sector.

Otro gran obstáculo a la inversión en este sector está dado por el actual **artículo 99 bis del DFL N° 1**, norma que señala que de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, este déficit debe distribuirse proporcionalmente entre todas las generadoras pagando estas a sus clientes distribuidores y regulados cada kilowatt-hora de déficit. Además, una vez dictado el Decreto de Racionamiento, las circunstancias que lo motivaron en ningún caso pueden ser calificadas como caso fortuito o fuerza mayor. Por todo esto, los posibles inversionistas en el mercado de la generación al saber que pueden verse enfrentados a asumir este tipo de situaciones sin posibilidad de desprenderse de responsabilidades prefieren evitar estos altos riesgos, (como por ejemplo una sequía prolongada -dos o tres años- que podría llevarlos a la quiebra) ya que sus ganancias en el corto plazo no se condicen con el riesgo de enfrentar este tipo de pagos en caso de dictarse un decreto de racionamiento. Por todo esto, la percepción de las generadoras es que en la medida que el precio del suministro eléctrico incorpore los riesgos que trae aparejado el artículo 99 bis se podría recuperar el interés de su parte para seguir contratando con los

distribuidores, lo que podría lograrse en el corto plazo si se liberalizan los precios de nudo para futuros contratos.

En otro extremo, se encuentra el **tema ambiental**. El riesgo ambiental y los procedimientos a seguir para la instalación de una central, premisos para servidumbres, permisos ambientales, estudios de impacto ambiental, juicios indemnizatorios, entre otros, pueden afectar de manera determinante el avance de nuevos proyectos. En el caso de Ralco por ejemplo, se pudo apreciar todos los problemas asociados a servidumbres de acueducto, a la inundación de terrenos y erradicación de la población entre otros.

Por estas razones es preciso que exista una directa relación entre desarrollo energético y protección ambiental, logrando estándares de nivel mundial, los que al momento de invertir son considerados como de suma importancia por las empresas extranjeras. Es por ello que consideramos que es tarea del Estado el promover y desarrollar la utilización de fuentes renovables de energía que presenten un claro beneficio ambiental, tales como la energía eólica, solar o geotérmica. Ello traería consigo un renovado interés por parte de los inversionistas ya que no se verían enfrentados a las numerosas trabas que en la actualidad se presentan para, por ejemplo, instalar una central hidroeléctrica.

## CONCLUSIONES

Luego de haber analizado detalladamente todo el sector Generación y su sistema de precios, podemos señalar que:

1. Para realizar un estudio sistemático y recopilativo como el que hemos presentado, es necesario caracterizar el elemento sobre el cual se ha concentrado el estudio, de otro modo, para entender el funcionamiento del mercado eléctrico y en especial del Sector Generación, es necesario precisar las particularidades que presenta su elemento principal, esto es, la energía eléctrica. Con relación a ella, podemos concluir que desde el punto de vista jurídico corresponde a un bien, esto por ser útil al hombre y ser susceptible de apropiación. La energía eléctrica es además un bien mueble, ya que es posible de transportar, sea por medio de cables, y aún sin la ayuda de un conductor sólido. Esto trae como consecuencia que al momento de contratar, el proveedor contraerá una obligación de dar. Es además, perceptible por los sentidos, sensible al tacto, es susceptible de medición y su consumo puede registrarse por medidores destinados a este efecto.

Es un bien consumible, pues la energía eléctrica desaparece jurídicamente, es decir, no sigue su curso de transporte, en el sector de los consumidores o clientes finales. En este sentido, es preciso recordar que en los sectores Generación, Distribución y Transporte, en principio, no se considera como un bien de esta especie, ya que la energía eléctrica no desaparece pues sólo atraviesa a través de sus cables.<sup>258</sup>

---

<sup>258</sup> ver páginas 14 y siguientes.

Es un bien fungible. Dicha fungibilidad queda reflejada en que no interesa la energía en sí al momento de despacho, sino lo que interesa es su menor costo, ya que en nuestro sistema con su modalidad de operación de despacho a mínimo costo no siempre el que inyecta la energía es el que la comercializa pues la orden de despacho va a depender de su costo de producción.

Es un bien futuro. Ya que al momento de celebrar un contrato de suministro de energía eléctrica entre una empresa y su cliente, dicho bien se espera que exista, pues la generadora solo producirá energía cuando el CDEC lo ordene, y de no existir la energía eléctrica de ese proveedor, el cliente será abastecido por aquella producida por el sistema.

Es un bien eminentemente comercial, transable y no almacenable. Esta última característica es fundamental para comprender que en el mercado eléctrico la oferta y la demanda se da en un tiempo real, requiriendo de transferencias de último minuto a través de un operador centralizado del sistema, siendo relevante la calidad del suministro en todo momento. A raíz de esta última característica podemos señalar que la producción de la energía eléctrica y su consumo o recepción por parte de los clientes es simultánea, por tanto en todos los procesos, sea de generación, distribución y transmisión, la seguridad del suministro debe ocupar gran parte de la atención de los inversionistas, ya que se trata de un problema que afecta a todos y a las generadoras en especial, ya que en un mediano plazo deben conjuntamente asegurar que existan reservas de energía, por tanto las medidas que adopten las empresas deben ser

de la más alta calidad de modo de preservar el mejor suministro para los clientes finales. Aquí se presenta además otro problema, ya que nuestra actual normativa señala que la operación de los CDEC debe ser “segura”, pero no se define claramente el término. Esto puede generar situaciones donde se trate de eludir responsabilidades, o bien puede ser utilizada para lograr contratos más onerosos con los clientes libres, ya que como existe libertad para contratar con ellos, pueden incluso pactar un mayor precio por una mejor calidad y seguridad en el suministro.

Presenta además características de bien principal sólo en el sentido de que son los otros bienes los que necesitan de ella para subsistir o para prestar utilidad.

Es un bien divisible, tanto material como intelectualmente. Es un bien singular, pues constituye una unidad. Es un bien compuesto, ya que está formada por protones y electrones.

Desde un punto de vista social, la energía eléctrica es sin duda un bien de primera necesidad, ha sido durante décadas un elemento indispensable para el desarrollo sustentable del país.

Desde el punto de vista económico, es una de las principales fuentes de crecimiento, ya que su actividad se desarrolla día a día y no sólo incrementa la productividad interna del país sino que además es un puente para futuros tratados internacionales y un gran foco de atención para nuevos inversionistas.

En definitiva, la energía eléctrica es fuente de desarrollo y es además un elemento que centra la atención del derecho, ya que para que exista una correcta explotación de este recurso es absolutamente necesario una buena y eficiente regulación.

2. La actividad de Generación, como hemos visto, es la principal dentro de la cadena productiva eléctrica, es el primer eslabón, de allí su importancia, es además el sector que agrupa más inversionistas y concentra la mayor atención jurídica. Por esta razón se ha señalado que en él prima el sistema de libre mercado, donde no existen barreras de entradas y existe libertad para contratar.

Como hemos señalado, la actividad eléctrica está regulada por la Ley General de Servicios Eléctricos, la que está estructurada de tal manera que, más que poner trabas a este negocio, pretende cada día otorgar transparencia, integridad, seguridad y responsabilidad social. Esto porque en la actual normativa se distinguen claramente los tres sectores del mercado eléctrico y da para cada una de ellos las normas mínimas necesarias para establecer su funcionamiento. Todo esto es fundamental, no sólo para el negocio eléctrico, sino que además para las distintas formas de desarrollo social y económico del país.

No debemos olvidar que existe una estrecha vinculación entre desarrollo eléctrico y crecimiento económico de un país, por tanto debe existir un equilibrio entre disponibilidad de energía, precios y seguridad para garantizar inversiones suficientes y regulación adecuada para cada sector, y esto lo ha logrado de manera satisfactoria nuestra actual normativa.



No sólo la solidez que presenta nuestra actual normativa sirve para dar señales efectivas a futuras inversiones, sino que existe un conjunto de beneficios otorgados por nuestro país para el desarrollo estable de esta actividad, de este modo las características principales de este sector y que son un atractivo para la entrada a ella son:

- Del punto de vista jurídico y económico: hemos visto que dentro del mercado eléctrico, el sector privilegiado en esta materia es el Sector generación, ya que es el único que opera bajo un sistema de libre mercado, lo que implica que es el sector menor regulado, lo que favorece la negociación entre las partes. Al respecto podemos señalar que siempre es mejor poder discutir las condiciones de un contrato y no aceptar aquellas impuestas unilateralmente.

Al permitir esta libertad en la negociación, la ley deja una puerta abierta para dar señales adecuadas a los inversionistas, en este sentido creemos que una manera efectiva de dar incentivos a nuevos actores sería estableciendo un sistema de premios a aquellas centrales que aportan una mayor seguridad y otorgan una mejor calidad al sistema.

Sin embargo, en el transcurso de este trabajo hemos visto que dicha desregulación no es completa, no obstante ello, creemos que es lo adecuado ya que consideramos indispensable que exista a lo menos un margen dado por la autoridad para garantizar la calidad y seguridad en el suministro proporcionado y más aún, debe necesariamente existir una normativa que regule la determinación de los precios para evitar posibles abusos y para

proteger a los consumidores de las alzas en los precios en periodos críticos como por ejemplo, en sequías.

Por esta razón no estamos en completo acuerdo con la desregulación de la actividad de la generación, aunque, de ocurrir ello, aumentaría el volumen de clientes libres y conllevaría una baja en el límite de su potencia lo que sería fundamental para dar señales de estabilidad a la generadora, pero ello no garantiza la estabilidad para el consumidor.

Como nos podemos dar cuenta, existen razones suficientes como para determinar que en todo orden de cosas la regulación es socialmente buena, esto porque ella permite un orden y además evita situaciones tales como abusos de poder o abusos monopólicos, ya que de liberalizar por completo la actividad eléctrica, los consumidores se verían gravemente perjudicados por la posible concentración de las empresas.

No sólo las razones jurídicas o económicas a nivel de mercado eléctrico, que hemos mencionado, son las que hacen atrayente a esta actividad, sino que además existen otras condiciones del país, tales como: Un crecimiento económico sostenido, amplia posibilidad de negociaciones internacionales, disponibilidad de recursos energéticos, sistema legal confiable, entre otros.

- Por otra parte, en cuanto al sistema de precios podemos decir que, este es variado, en el sentido que existen tres precios con

características que los identifican a cada uno de ellos. El precio de nudo, que es el precio a nivel generación - transporte, es el precio más regulado por la autoridad, el más inflexible, lo que no refleja la escasez relativa del bien frente a variaciones en la oferta. Nuestra actual norma establece un complejo proceso de determinación de este precio, el cual se fija para un periodo de seis meses, situación considerada poco confiable para dar optimas señales de estabilidad en el mercado, sin embargo, existe un precio de nudo de largo plazo, precio más flexible que el tradicional, ya que resulta de un proceso de licitación que lo hace ser competitivo y lo asemeja al precio libre contratado con los grandes clientes. El precio Libre, que es el pactado directamente por las partes y que es el principal atrayente de los actores de este mercado y precio spot que es la alternativa para aquellas empresas que no poseen una cartera importante de clientes libres.

Pese a señalar que el precio de nudo es inflexible y que no es optimo para atraer a nuevos actores, podemos señalar que el sistema de precios creado por nuestra normativa presenta grandes beneficios y características que lo hacen ser un sistema sólido, tales como:

1. El sistema de precios creado por la normativa actual tiene por objeto crear condiciones de competencia en el mercado, por ello la existencia del precio de nudo, un precio regulado y de complejo procedimiento de calculo. Por otro lado un precio libre, el cual queda entregado a la autonomía de las partes, y otro precio que se negocia directamente con las otras empresas de generación. Con esta estructura de precios diferenciados para cada etapa del proceso productivo se pretende lograr una eficiente asignación de los recursos y reflejar el valor real que significa la producción de energía eléctrica. Por otra parte pretende dar protección a usuarios finales de bajo consumo, esto en atención a que la Ley es original en el sentido de distinguir a los clientes según su

capacidad de consumo, de este modo, existen pequeños clientes, los que son protegidos por la autoridad estableciendo un precio regulado, ya que no debemos olvidar que existe una estrecha relación entre ingreso per capita y consumo de energía. No debemos olvidar que el objetivo principal de la determinación del precio de nudo es entregar al mercado una señal de precios más estables en el mediano y largo plazo y, evitar que la posición monopólica del sector distribución afecte a los consumidores finales.

2. El sistema de precios del sector generación tiene por objeto además entregar los valores reales de la electricidad y no especular respecto de él.
3. Por último podemos señalar que el sistema tarifario que rige el mercado de la generación tiene una particular ventaja, la cual es dejar un precio al completo arbitrio de las partes, lo que es conveniente para lograr una competencia entre las empresas y para otorgar más seguridad y calidad en el suministro.

## BIBLIOGRAFIA

- AGUIRRE LEO, FRANCISCO, “Análisis Técnico económico del Sector Eléctrico en Chile”. Universidad de Chile, Ingeniería Eléctrica, 2000.
- AGUIRRE LEO, FRANCISCO, “El Sector Eléctrico y su Sistema de Precios”. Universidad de Chile, Ingeniería Eléctrica, 2000.
- AGUIRRE LEO, FRANCISCO, apuntes de clases. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Chile.
- CARMONA, CARLOS. Apuntes de clases, cátedra de Derecho Administrativo, Universidad de Chile, 2003.
- CLARO SOLAR, LUIS, “Los Contratos sobre Suministros de Electricidad y dos fallos de la Corte Suprema”, Marzo a Julio de 1922.
- DAVIS, ARTURO, “La Compraventa Comercial”. Tomo II. Ed. Samver, Argentina, 1969.
- Diario la Estrategia de 28 de Julio de 2004.
- DUNAY OSSES, MIGUEL, “El Sector Eléctrico en Chile, el CDEC y las Transferencias de Energía entre generadoras”, Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Chile, 2002.
- ENNECCERUS, KIPP Y WOLF, “Tratado de Derecho Civil” , Parte General, Volumen I.
- EVANS ESPÍÑEIRA, EUGENIO, “Derecho Eléctrico”, Lexis Nexis.
- FONTAINE, PAUL, “Cambio a las regulaciones del sector eléctrico”
- GUTIERREZ VILLEGAS, PAULINA ALEJANDRA, “El Contrato de Suministro de Energía Eléctrica a clientes Libres”, Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Chile, 2002.
- MONTERO, JUAN PABLO Y SANCHEZ, JOSE MIGUEL, “ Crisis Eléctrica en California: Algunas lecciones para Chile”.
- PEÑAILILLO, DANIEL, “Los bienes” Ed. Jurídica de Chile, 3ª Ed. 1997.
- PILON, EUSTAQUIO, “El problema Jurídico de la Electricidad”, Mayo de 2004.
- RAMOS PAZOS, RENE, “*De las Obligaciones*”. Ed. Jurídica.
- Revista de Derecho y Jurisprudencia, tomos:
  - Tomo 19, 1922.
  - Tomo I, 1904.
  - Tomo LXXXIX, 1992, N°2 (mayo – Agosto), sección 5.

- Tomo LXXXIX, 1992, N°3 (septiembre – diciembre), sección 5
  - Tomo LXXXIX, 1992, N°3 (septiembre – diciembre), sección 6
  - Tomo XCIV, 1997, N°2 (mayo – agosto), sección 6.
  - Tomo XCVI, 1999, N°2 (mayo – agosto), sección 7.
  - Tomo XCVIII, 2001, N° 1 (enero – marzo), sección 6
  - Tomo XIX.
- RODRIGUEZ DEL RIO, EDUARDO Apuntes de clases, Cátedra de Derecho Eléctrico, Universidad de Chile, 2002.
  - SANCHEZ, JOSE MIGUEL, “Algunas Modificaciones a los Marcos Regulatorios del Sector Eléctrico y Sector de las Telecomunicaciones para avanzar hacia una desregulación efectiva que promueva la competencia”. Pontificia Universidad Católica de Chile, Marzo 2001.
  - VODANOVIC, ANTONIO; ALESSANDRI, ARTURO; SOMARRIVA, MANUEL. ”Los bienes y los derechos reales”, 3ª ed., Editorial Nascimento, Santiago, 1974.

## FUENTES LEGALES

- Código Civil.
- Código Penal.
- Constitución Política de la República de Chile.
- Decreto Supremo N°327 de 12 de diciembre de 1997 que fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Decreto Supremo N° 158, de 12 de Diciembre de 1997. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, que modifica el D.S. N° 327 que aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos,
- Decreto Ley N° 2224, que crea la Comisión Nacional de Energía, Publicado en el Diario Oficial del 8 de Junio de 1978.
- Ley 18.575 Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del estado, publicada en el Diario Oficial del 17 de Noviembre de 2001.
- Ley General de servicios Eléctricos en materia de Energía Eléctrica contenida en el Decreto con fuerza de Ley Número 1 del Ministerio de Minería, publicado en el Diario oficial del 13 de septiembre de 1982.
- Ley N° 20.018, Ministerio de Minería, que modifica el marco normativo del sector eléctrico. publicada en el Diario Oficial de 19 de Mayo de 2005.
- Ley N°19.940, Ministerio de Minería, que regula el sistema de transporte de energía eléctrico, establece un nuevo régimen para sistemas eléctricos medianos e introduce adecuaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada en el Diario Oficial el 13 de Marzo de 2004.
- Ley N° 19613, Ministerio de Minería, que modifica Ley N° 18.410 Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con el objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector.
- Ley N°19.674 del Ministerio de Minería, que regula los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios, publicada en el Diario Oficial el 03 de Mayo de 2000.
- Ley N° 18.410, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial el 22 de Mayo de 1985.
- Ley N° 19.300, Ministerio Secretaría General de la Presidencia, publicada en el Diario Oficial el 09 de Marzo de 1994.
- Ley 20.040, Ministerio de Hacienda, que modifica el Decreto con Fuerza de Ley N°1, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos. Publicada en el Diario Oficial el 09 de Julio de 2005.

- Mensaje N° 102-346 de S.E el Presidente de la República con el que se inicia el proyecto de Ley que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos, Santiago, Mayo de 2002. Proyecto Ley N° 19.940
- Mensaje de S.E. el Vicepresidente de la República con el que se modifica un proyecto de ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y combustible y el DFL N° 1, de 1982, de Minería, ley general de servicios eléctricos, con objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector. Boletín N° 2279-08.
- Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que inicia un proyecto de ley que introduce modificaciones al marco normativo que rige al sector eléctrico. Mensaje N° 370-352. Proyecto de Ley N° 20.018
- Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que se inicia un proyecto de ley que modifica el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos. Mensaje N° 41-353. Proyecto de Ley N° 20.040.
- Proyecto de Ley N° 19.613 de 1999. Cámara de Diputados
- Resolución N° 372 de la Comisión Resolutiva (Superintendencia de Electricidad y Combustible)de 02 de junio de 1992.
- Resolución N° 372 de la Comisión Resolutiva (Superintendencia de Electricidad y Combustible)de 02 de junio de 1992.
- Resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva (Superintendencia de Electricidad y Combustible)de 11 de junio de 1997.
- Resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva (Superintendencia de Electricidad y Combustible)de 11 de junio de 1997.



## **PAGINAS WEB**

- [www.bcn.cl](http://www.bcn.cl)
- [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)
- [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)
- [www.colbun.cl](http://www.colbun.cl)
- [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- [www.eclipseelectroconsultores.cl](http://www.eclipseelectroconsultores.cl)
- [www.endesa.cl](http://www.endesa.cl)
- [www.energie-cites.org](http://www.energie-cites.org)
- [www.enersis.cl](http://www.enersis.cl)
- [www.gobiernodechile.cl](http://www.gobiernodechile.cl)
- [www.minecon.cl](http://www.minecon.cl)
- [www.sec.cl](http://www.sec.cl)
- [www.seller-rate.cl](http://www.seller-rate.cl)
- [www.senado.cl](http://www.senado.cl)
- [www2.ing.puc.cl](http://www2.ing.puc.cl)