

Universidad de Chile
Facultad de Derecho

Memoria de Prueba

EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE, EL CDEC Y LAS
TRANSFERENCIAS DE ELECTRICIDAD ENTRE
GENERADORAS

Miguel Dunay Osses
Bernardo Ramírez de Arellano Donoso

Profesor guía: Eduardo Rodríguez del Río

PRESENTACIÓN

1.- Relevancia del Tema

La energía eléctrica ha ido adquiriendo cada vez mayor importancia en la actividad económica global y por tanto, en nuestro país. Es así como entre 1990 y 1995, el consumo de electricidad a nivel nacional creció en un 8,8% promedio, mientras que el producto interno bruto creció sólo a razón del 7,4%¹, hecho del todo demostrativo de la importancia creciente de esta fuente energética y de cómo ha ido desplazando a otras en la cadena de producción industrial y en la prestación de servicios. En efecto, dentro del conjunto de fuentes energéticas (electricidad, petróleo, gas, carbón y otros combustibles) el consumo final de energía eléctrica ha sido el que más ha aumentado en nuestro planeta.

Entre los años 1973 a 1998 la utilización de esta fuente energética por los consumidores finales subió anualmente en promedio de 5,5%, lo que es un aumento trascendental, tomando en cuenta que las fuentes energéticas siguientes a la electricidad en cuanto a crecimiento, son el gas y los combustibles renovables, cada una con 1% anual de aumento en su consumo final, durante el mismo período de tiempo.

El sostenido crecimiento en la utilización de este recurso energético se explica porque gran parte de la economía global y la riqueza que ella genera, se ha ido trasladando desde la producción y transformación de materias primas, como la minería, la agricultura, la pesca y sus actividades derivadas, a los negocios provenientes del comercio electrónico, telecomunicaciones y computación en general. Un ejemplo que demuestra lo anteriormente expresado, es que el sector industrial ha sido desplazado como primer consumidor de electricidad en el mundo (con un 51,3%) por otros sectores, como son el comercio, servicios públicos y residencial, los que han hecho disminuir la importancia de la actividad industrial como consumidor a un 42,2%², análisis que se repite del mismo modo en nuestro país, donde el sector industrial sólo consume el 35% de la energía eléctrica producida, mientras que sectores calificados de utilidad pública (sin considerar el consumo fiscal ni municipal), como son el residencial y comercial, acaparan el 59% del consumo nacional de

¹ Comisión Nacional de Energía, “El Sector Eléctrico en Chile”, Editores Arroba S.A. 1997.

² International Energy Agency, documento de trabajo publicado en www.iea.org/statist/keyworld/p_0301.htm, www.iea.org/statist/keyworld/p_0303.htm, 03/12/2001.

electricidad, dentro de los cuales el que ha tenido mayor crecimiento hasta el año 1998 y mayor proyección de demanda al año 2013, ha sido el comercial³.

En base a los antecedentes previamente expuestos y tomando en cuenta la importancia que ha ido adquiriendo la producción de electricidad como una actividad económica primaria en el desarrollo nacional, el legislador se vio en la necesidad de proporcionar una regulación que permita sustentar adecuadamente el crecimiento de nuestro país.

Nuestra legislación ha optado por permitir que esta industria sea desarrollada por agentes del sector privado, sin embargo tal opción provocaba una principal disyuntiva al legislador, fundada en dos antecedentes. El primero, que es ineficiente la existencia de un mercado competitivo en los subsectores de transmisión y distribución, ya que por ejemplo, no tiene sentido económico la creación de dos líneas de transmisión de energía que corran paralelas a lo largo de nuestro país, por el mayor costo que ello significa, así como tampoco es económicamente eficiente la existencia de dos empresas de distribución en una misma zona geográfica, es decir, existen crecientes economías de escala, tanto a nivel de distribución como de transmisión⁴.

El segundo antecedente es que lógicamente los agentes del sector privado van a ingresar a la actividad para obtener la mayor utilidad posible, lo que eventualmente puede resultar perjudicial atendido a que algunos de ellos se encuentran favorecidos con la presencia de un monopolio natural. En efecto, como es sabido, la energía eléctrica es una de las materias primas en la cadena de producción y comercialización, de manera que un alto precio de la electricidad, implica necesariamente provocar un aumento de costos a nivel nacional.

Con todo, si bien lo anterior es cierto respecto de las empresas de transmisión y distribución, no resulta efectivo en cuanto a las empresas generadoras de energía eléctrica,

³ Mancilla S., Camilo y Rodríguez G., Martín, en documento de trabajo de Universidad de Chile (Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, departamento de ingeniería mecánica), publicado el 07/09/1998 en cipres.cec.uchile.cl/~cmancill/. 03/12/01.

⁴ Comisión Resolutiva, Resolución N° 488, de fecha 11/06/1997, sobre la integración vertical Endesa-Transelect-Chilectra.

donde productores pequeños y grandes, hidráulicos y térmicos, pueden competir en un relativo plano de igualdad.

Tomando en cuenta lo anteriormente expuesto, el legislador nacional optó por regular a los actores del sector eléctrico dividiéndolos en tres subsectores. Así, el artículo primero del DFL 1 de 1982 del Ministerio de Minería (en adelante DFL 1/82), señala como sujeto a la actual regulación “*La producción, el transporte y la distribución*”, en que por producción se regula a las empresas generadoras de energía eléctrica que operan en sincronismo con el sistema eléctrico, las concesiones que eventualmente se requieran para su establecimiento, su interconexión al sistema eléctrico (y las obligaciones que de ello derivan) y la interacción de los generadores con los demás agentes en la cadena de producción de energía eléctrica. Por sistema de transmisión, se establece la normativa a que deberán sujetarse los propietarios de instalaciones de transporte de energía eléctrica cuyo giro principal es la administración de un sistema de transmisión con tensiones iguales o superiores a 23.000 volts, con a lo menos un tramo de línea superior a 100 km, como se indica en el artículo 168 letra b) del Reglamento de la Ley Eléctrica (o Decreto Supremo número 327 del Ministerio de Minería de 1998, en adelante DS 327/97), la concesión que se requiere para establecer tales líneas y la forma de participar en el mercado eléctrico. Finalmente, por subsector de distribución se reglamenta a aquellas empresas que hayan obtenido una concesión para operar en una determinada zona geográfica, en la cual deben suministrar energía a usuarios finales ubicados en sus zonas, o excepcionalmente fuera de ellas, y la forma de participar en el mercado eléctrico.

En conclusión, el legislador reguló el mercado eléctrico estableciendo cuatro actores en él, los tres anteriormente indicados (generadores, transmisores y distribuidores) más los consumidores finales de la energía.

Tal división de entidades en la cadena de producción de energía eléctrica, se justifica porque el regulador optó por permitir que las empresas generadoras participaran con relativa libertad en el mercado eléctrico. Al respecto, el legislador estableció que las empresas generadoras podrían comercializar su energía con tres tipos de clientes: empresas de distribución, a precio de nudo; grandes clientes o clientes libres, a precio libremente

acordado con ellos; y finalmente, a otras empresas de generación a costo marginal⁵. En que el precio de nudo, es determinado por la autoridad en base distintos factores, con la limitación que, en caso alguno, puede variar en más de un 10% del precio que las empresas a nivel generación-transporte pactan con sus clientes libres⁶.

En tal contexto y una vez establecido quienes son los agentes que participan en el mercado eléctrico y como interactúan entre ellos, el DFL 1/82 se ha preocupado de fijar tres directrices principales en el artículo 81, las que deben respetar todos quienes sean propietarios de instalaciones que operen interconectadas al sistema eléctrico. La primera, es la obligación de preservar la seguridad del servicio; la segunda, garantizar la operación más económica para el conjunto del sistema y finalmente; garantizar el derecho de servidumbre sobre todos los sistemas de transmisión.

Sobre el particular, la formula utilizada por el DFL1/82 para lograr el cumplimiento de la operación segura y económica del conjunto del sistema eléctrico, fue a través de la creación del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga), organismo definido en el artículo 150 letra b) del DFL 1/82, cuya función es determinar la operación coordinada de las distintas centrales generadoras y transmisores que operan en sincronismo con el sistema, con el objeto de obtener la operación más económica para el conjunto del sistema eléctrico.

Una vez planteadas someramente las ideas fundantes de la legislación eléctrica y directrices principales, nos corresponde indicar que en las páginas siguientes plantaremos las distintas interrogantes jurídicas que han surgido, especialmente producto de las crisis energética de 1998, que como toda situación compleja, pone a prueba el funcionamiento del sistema haciendo más evidentes los defectos latentes en la legislación. Por ello respecto del CDEC, se abordarán diversos temas destinados a dilucidar el fundamento de su existencia, funciones principales, conformación, sus integrantes (y la posibilidad de agregar nuevos miembros a este organismo), su naturaleza jurídica y lo acontecido al respecto, la responsabilidad de los integrantes por las decisiones tomadas en este organismo y

⁵ Los conceptos de clientes libres, precio de nudo y costo marginal serán desarrollados en el primer capítulo de esta memoria

⁶ En el proyecto de ley enviado durante el primer semestre de 2002, llamada “Ley Corta” se propone reducir este margen de un 10 a un 5 %, privilegiando así el precio de mercado.

finalmente, los efectos que produce en el CDEC el hecho de que la participación en el mercado eléctrico se encuentre en manos de pocas empresas.

Por otro lado, respecto de las transferencias de energía entre empresas generadoras eléctricas, este trabajo tiene por objeto, primero, dilucidar cuáles son los presupuestos para que ellas existan en el sistema, sus características, naturaleza jurídica, cómo funcionan las transferencias de energía en momentos de crisis energéticas y luego, al ser las transferencias de energía, el traspaso de un bien económico, cómo se pagan, a qué valor y cómo es posible asegurar el crédito que emana, una vez que ya se han producido tales transferencias.

Un aspecto que este trabajo pretende hacer presente, es que al constituir la energía eléctrica un bien de primera necesidad, tanto para el desarrollo económico, como para la vida diaria de las personas, cualquier problema que exista entre los privados que participan del sistema, que afecte o pueda afectar la inversión a largo plazo o a corto plazo (crisis), conlleva consecuencias a nivel nacional y es de interés público, aún cuando el sistema opere a través de actores privados. Sólo a modo de ejemplo, es posible señalar que una actuación descoordinada por parte de las empresas generadoras puede provocar una sobrecarga en el sistema de transmisión, lo que llevaría a una interrupción general del sistema; al igual que un alza no prevista y repentina de la demanda. O una valorización equivocada del agua de que disponen las centrales hidroeléctricas, puede dejar sin agua a los regantes con quienes comparten la fuente de este recurso o peor aún, puede eliminar las reservas necesarias para casos de emergencia.

Del mismo modo, el no pago de las transferencias de energía entre empresas generadoras eléctricas, implica simplemente que algunos generadores realizan su actividad para favorecer a otros sin obtener compensación alguna por ello, lo que en definitiva puede provocar que potenciales nuevos actores, no ingresen al sistema o que actuales generadores de electricidad, salgan de la actividad.

Todas las situaciones previamente esbozadas, son aquellas que el legislador trató de evitar al crear un organismo como el CDEC, precisamente para impedir que se pueda afectar la seguridad del servicio o para que se provoque un encarecimiento innecesario de éste, mientras que por el contrario, vemos que una regulación inadecuada puede crear (y ha provocado) problemas como los señalados en el párrafo anterior. Por tanto, nuestra

memoria se preocupará de plantear, desde el punto de vista de un abogado los problemas existentes, para dar las soluciones jurídicas y en lo posible funcionales a las cuestiones planteadas.

II.- Contenido de la Investigación:

El trabajo de investigación antes referido, tiene por objeto entregar una visión general de la estructura del sector eléctrico en Chile, con especial atención al subsector de generación, desarrollando en particular dos grandes temas, como lo es el CDEC visto tanto de una manera orgánica como funcional y, por otro lado, la regulación de las transferencias de energía eléctrica entre empresas generadoras integrantes del mismo.

La investigación estará estructurada de la siguiente manera:

I.- Descripción General

- 1.- Precisiones Previas
- 2.- Descripción del Sector Eléctrico en Chile

II.- El Centro de Despacho Económico de Carga:

- 1.- Introducción
- 2.- Fundamento de la existencia del CDEC
- 3.- Los orígenes del CDEC
- 4.- Modificaciones introducidas por DS 327/97
- 5.- Naturaleza jurídica y constitución del CDEC como sociedad de responsabilidad limitada.
- 6.- Responsabilidad de los integrantes.
- 7.- Los organismos de coordinación en el derecho comparado
- 8.- Solución de conflictos

III.- Las Transferencias de Energía al Interior del CDEC

- 1.- Las políticas comerciales de las empresas generadoras
- 2.-Transferencias y sus principales características
- 3.- Naturaleza jurídica de las transferencias de energía
- 4.- Racionamiento eléctrico y transferencias de energía. (artículo 99 y 99 bis)
- 5.- Efectos de las transferencias de energía entre empresas generadoras.
- 6.- Mecanismos para obtener el pago de las transferencias

IV.- Conclusiones

Primera Parte

El Sector Eléctrico en Chile

Capítulo I: Precisiones Previas

1.1.-Conceptos eléctricos básicos.⁷

Como ya adelantamos en la parte introductoria de este trabajo, uno de los objetivos es realizar una descripción del sector eléctrico en nuestro país, para ello es indispensable previamente definir algunos conceptos básicos para una mejor comprensión de la materia, considerando su carácter eminentemente técnico, tratando de cumplir con nuestra intención de acercar este tema al ámbito jurídico.

a) Electricidad.

La electricidad es un fenómeno natural, que dice relación con el movimiento de cargas eléctricas, que tienen su origen en la constitución misma de la materia en forma de electrones (negativos) y protones (positivos) que normalmente se neutralizan. Para poder comprender mejor este fenómeno, comenzaremos explicando los conceptos de voltaje, corriente, resistencia, y de qué manera éstos se relacionan, para luego referirnos al de electricidad en sus componentes de energía y potencia eléctrica.

b) Voltaje, corriente y resistencia.

Cuando hablamos de **voltaje**, éste puede definirse como “fuerza o capacidad”, que se aplica o bien existe entre dos puntos de un circuito eléctrico, que permite forzar la circulación de cargas eléctricas a una cierta velocidad, al movimiento de estas cargas

⁷ En la definición de estos conceptos nos basamos principalmente en los entregados en el curso de legislación eléctrica por el ingeniero civil electricista don Jack Nahmías Suárez.

eléctricas le llamamos **corriente eléctrica**. La unidad básica de medida de voltaje es el **VOLT (V)**. La unidad básica de medida de la corriente eléctrica es el **AMPERE (A)**. Esta última dijimos es asimilable al concepto de flujo eléctrico y se refiere a las cargas eléctricas (Coulomb) que pasan por una sección de un conductor en la unidad de tiempo (segundo). En una analogía mecánica, se puede hablar que **Voltaje** es como la diferencia de potencial que existe entre dos puntos de un artefacto el que ejerce una cierta fuerza viciosa o roce (**resistencia**) al desplazamiento de un cuerpo o masa a una cierta velocidad. La unidad de medida de la resistencia eléctrica es el **OHM**.

b) Potencia y Energía.

Potencia es la capacidad de hacer un trabajo, en una unidad de tiempo. Eléctricamente esto se puede expresar como la capacidad de mover una carga eléctrica (coulomb) a través de una diferencia de potencial de 1 VOLT en un segundo. Si recordamos que la corriente eléctrica es un flujo de una carga eléctrica de 1 Coulomb/seg, tenemos entonces que la potencia eléctrica **P**, usada en cualquier parte de un circuito, es igual a la corriente de **I** en esa parte multiplicada por el Voltaje **V** existente en esa parte del circuito. Es decir: $P = V I$, en la que **V** = voltaje en Volts, e **I** = corriente en Amperes.

El producto $V * I$ tiene por unidades Volt-Ampere o VA y ésta es la medida de la potencia en términos eléctricos estrictos. Es así como en sistemas de generación esta potencia, llamada **aparente**, tiene dos componentes: **potencia activa y potencia reactiva**. La primera es útil, efectiva y necesaria para alimentar todas aquellas cargas eléctricas de carácter resistivo en un sistema eléctrico. La segunda se consume o produce para aquellos elementos que tienen características inductivas y capacitivas, conceptos y elementos que están fuera del alcance de esta investigación.

En relación a la **potencia activa**, ésta se mide en **Watts (W)**. En relación al símil mecánico la potencia mecánica producida por una máquina o motor se suele indicar en unidades inglesas, caballos de fuerza (hp). Un caballo de fuerza es equivalente a 750 **W** de potencia eléctrica.

Energía y Trabajo, son esencialmente lo mismo y se expresan en unidades idénticas. Sin embargo, la potencia es diferente puesto que hemos dicho anteriormente que

es la rapidez con la que se realiza el trabajo. Así por ejemplo, no es lo mismo levantar carga de 100 Kg. a dos metros del suelo y mantenerla por un segundo a esa altura que mantenerla una hora. En el primer caso estamos usando la misma potencia que en el segundo, pero la energía usada en este último es 3600 veces mayor. Si se emplea el watt como unidad de potencia, un watt usado durante un segundo es igual al trabajo de un joule, o equivalentemente un watt es un joule por segundo. El **joule (J)** es la unidad básica del trabajo o la energía.

El **kilowatt-hora (kWh)** es una unidad que se usa comúnmente para medir cantidades grandes de energía o trabajo eléctrico. La cantidad en kilowatt-horas se obtiene del producto de la potencia en miles de watts (**kilowatts (kW)**) y el tiempo en horas (**h**) durante el cual se usa la potencia. Así **1 kWh = 1kW * 1hora = energía resultante de usar una potencia de 1000 watts durante 3600 segundos.**

1.2.- Sistema eléctrico.

Entendemos por sistema eléctrico: **“Un conjunto de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica”.** (Art. 150 DFL 1/82.)

Otra definición, muy similar a la legal se refiere al sistema eléctrico como: “Un conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica, en condiciones adecuadas de tensión y frecuencia, y en lo posible, sin interrupciones”⁸.

Siguiendo el concepto que nos da la ley eléctrica, se distinguen distintos actores que integran un sistema eléctrico, entre ellos tenemos:

a) Centrales Eléctricas Generadoras:

⁸ Conceptos eléctricos básicos de sistemas eléctricos de potencia, texto de propiedad de la Empresa Nacional de Electricidad. Santiago de Chile 1987.

Son aquellas instalaciones donde se genera la energía eléctrica, mediante un **generador eléctrico**, que es un dispositivo capaz de mantener un cierto **voltaje o tensión** entre dos puntos de un circuito conformado por conductores (**líneas de transmisión o distribución**). Ahora bien, un generador eléctrico obtiene mecánicamente su condición de tal, normalmente a través de un movimiento rotatorio alrededor de un eje en cuyo extremo hay una turbina, cuyos álabes o paletas son impulsados por el paso de un fluido a gran presión y velocidad a través de ellas. Previo a señalar qué clases de centrales generadoras existen, definiremos algunos conceptos relativos a ellas:

-Potencia nominal: de un equipo es la potencia que puede suministrar por períodos largos de tiempo, en condiciones de calentamiento definidos por la aislación, y tales que garantizan una vida útil normal.

-Potencia máxima: de un equipo es la mayor potencia que puede suministrar durante un lapso breve de tiempo, en condiciones variables según tipo de equipo. Excede la potencia nominal en el valor de la sobrecarga admisible.

-Potencia instalada: es la suma de las potencias nominales de los equipos generadores existentes en una central dada.

- **Potencia media:** es el cociente entre la energía entregada por una central durante un período T, y la duración de dicho período.

- **Potencia firme:** es la potencia media que una central puede garantizar en el período de punta, en condiciones críticas de abastecimiento (año seco).

- **Factor de planta:** es el cociente entre la potencia media de una central, y la potencia instalada de ella, medido durante un intervalo especificado de tiempo (diario, mensual, anual, etc.).

-Factor de utilización: es el cociente entre la potencia máxima entregada por una central generadora (o sistema), y su correspondiente potencia instalada, medido durante un intervalo de tiempo.

Los equipos que se destacan en toda central son las turbinas, los generadores y los transformadores. Podemos señalar cuatro grandes grupos de centrales generadoras, a saber:

1) Centrales Hidráulicas: Aquellas movidas por el agua, ya sea aprovechando un caudal importante, ya sea una altura de caída grande. Son atractivas por su bajo costo de operación, sin embargo, requieren un alto costo en obras civiles para controlar el caudal (represas, túneles, cavernas, etc.). Tienen facilidad y rapidez para partir y tomar carga, lo que en algunos casos es posible incluso en lapsos del orden de los dos minutos. Si gira en vacío (cuando está detenida) no existen pérdidas. Como desventaja podemos mencionar, el que los plazos de sus proyectos son muy largos, del orden de los 10 años. Según la forma de operar las centrales hidráulicas se clasifican principalmente en:

-Centrales de pasada, en las que no es posible almacenar agua y la generación debe seguir las fluctuaciones del agua que de los afluentes correspondientes. Solo pueden trabajar en la base de la curva de duración de la demanda. Ej.: El Volcán, Sauzalito, Machicura, Antuco, Pullinque.

-Centrales de embalse, en que es posible acumular grandes cantidades de agua. Según el tamaño del embalse puede hacerse una regulación semanal, mensual, anual o incluso interanual. Ej.: Rapel, Colbún, El Toro, Cipreses, Pehuenche.

-Centrales mixtas, poseen pequeños estanques de regulación, que se llenan en pocas horas y sólo permiten regulación diaria. Ej.: Los Molles, Los Quilos.

-Centrales de bombeo, en que el agua que sale de la central es embalsada en un estanque inferior, para ser bombeada en horas de baja carga a un embalse superior, desde donde volverá a caer durante las horas de demanda máxima. Ej.: Maitenes.

2) Centrales térmicas: Trabajan movidas por la fuerza del vapor de agua, a temperatura y presión elevadas, obtenido en calderas especiales. El combustible puede ser, gas, carbón, o diferentes tipos de petróleo o derivados. Presentan costos de operación mucho más altos que las hidráulicas, pero exigen inversiones iniciales menores, y plazos del proyecto y construcción son menores. Ej.: Renca, Guacolda, Ventanas, Bocamina.

3) Centrales Nucleares: Operan en forma similar a las térmicas convencionales, pero emplean como combustible un material fisionable. Se espera que en un futuro próximo copen aproximadamente la mitad del mercado de la generación, al menos en los países desarrollados. Su costo es muy alto, sólo son competitivas en precio sobre los 500 MW con

las hidroeléctricas y térmicas. Eliminan la contaminación ambiental, típica de las térmicas convencionales y eliminan el problema de transporte y almacenamiento de combustible. En el último tiempo, las consideraciones ecológicas y los accidentes registrados en Estados Unidos y la Unión Soviética, han tenido un fuerte impacto en la opinión pública, lo que ha producido un retardo en el crecimiento de la potencia instalada nuclear.

4) Centrales de Ciclo Combinado o Turbinas a Gas: Son las que presentan una menor inversión, en ellas los gases calientes de la combustión mueven directamente la turbina, sin pasar a través del calentamiento del agua. Su operación es más cara que las térmicas a vapor, pero tienen la gran ventaja de partir y tomar carga rápidamente, lo que las hace muy adecuadas para servir los momentos de mayor demanda. Ej.: Nueva Renca y San Isidro, Nehuenco.

b) Líneas de Transporte:

Como segundo elemento de nuestro sistema eléctrico, tenemos a las **líneas de transporte**, que son todas aquellas las instalaciones que permiten transportar la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo. Han ido creciendo en importancia y en tensión a medida que se requiere transmitir mayor potencia a larga distancia.

En las líneas de transmisión el diseño económico es muy importante, dadas las grandes inversiones involucradas. Existe una relación de costos entre la distancia de transmisión, la potencia transmitida y la tensión, de donde se puede deducir que es necesario elevar la tensión, ya sea para transmitir grandes bloques de potencia como para alcanzar grandes distancias.

El costo de una línea varía dependiendo de la tensión usada (que fija las distancias entre fases y al suelo y con ello las dimensiones de las estructuras), la potencia transmitida (que fija la sección del conductor y con ello los esfuerzos mecánicos sobre las estructuras), las características del terreno, las facilidades de acceso y de transporte, etc.

Usualmente las líneas de transmisión son líneas aéreas con conductores suspendidos mediante aisladores de estructuras apropiadas. El material casi universalmente empleado en

los conductores es el aluminio, ya sea sólo o en combinaciones con acero, que le da mayor resistencia mecánica. Las estructuras son usualmente metálicas, salvo en líneas de menor tensión, que pueden ser postes de concreto o de madera.

La altura sobre el suelo del conductor más bajo está especificada por normas, de manera de evitar posibles contactos con vehículos, personas, etc. En general, los conductores energizados deben ir suspendidos considerando las peores condiciones de calentamiento (por carga y temperatura ambiente) a no menos de 5m. de altura. La distancia vertical entre la altura de suspensión y el punto más bajo del conductor se llama **flecha**. La distancia entre estructuras o **vano**, varía usualmente entre 200m y 450m, aunque para cruzar ríos o quebradas suelen conseguirse mayores distancias.

Hay dos tipos de estructura, las **estructuras de suspensión** que se emplean en los tramos rectos de las líneas, que sólo deben resistirle peso de los conductores; y las **estructuras de anclaje**, que se ubican en los quiebres del trazado de la líneas o en los cruces de carretera o ferrocarriles, que además del peso del conductor deben soportar distintas combinaciones de esfuerzos provenientes del viento, nieve , hielo sobre los conductores o por la cortadura de alguno de ellos.

Los **aisladores** empleados para suspender los conductores son del tipo llamado **de suspensión** generalmente de vidrio o porcelana. Dependiendo del nivel de tensión, se forma una cadena de aisladores de donde cuelga el conductor constituido por 4 discos de 66 kV y hasta 22 discos para líneas de 500 kV. Para líneas de distribución se usan aisladores **de apoyo** sobre crucetas metálicas o de madera donde va posado el conductor.

c) Subestaciones eléctricas:

Las **subestaciones eléctricas** constituyen los nudos o puntos del sistema eléctrico, en que los grandes industriales, mineros o empresas de distribución requieren el suministro eléctrico. En ellas se instalan los equipos necesarios para efectuar la transformación de tensión entre los subsistemas de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica. Las subestaciones están constituidas principalmente por transformadores de poder, con sus respectivos equipos de operación, protección y medida. Estos equipos están

conectados con las líneas de transmisión de llegada y de salida a través de las distintas barras (conductores especiales dispuestos en estructuras sobre los equipos).

Un **patio** está constituido por todos aquellos equipos correspondientes a algún nivel de tensión existente en la subestación. En una subestación pueden existir dos o más patios. A su vez cada patio puede estar constituido por uno o más paños. Se llama **pañó** a aquella parte de un patio asociado a una barra, que corresponde a la llegada o salida de una línea, un transformador o cualquier otro equipo eléctrico. (La subestación Alto Jahuel es la más grande del Sistema Interconectado Central).

d) Líneas de Distribución:

Estas instalaciones permiten entregar a los consumidores finales la energía eléctrica desde los puntos de llegada a los centros de consumo. Las líneas y subestaciones de distribución son similares a las de alta tensión, los principios básicos son los mismos. Sólo se diferencian en los niveles de tensión utilizados.

Al respecto nos limitamos en señalar que para ejercer esta actividad se requiere una concesión de Servicio Público de Distribución. El servicio público eléctrico, está definido en el art. 7 del DFL 1/82, como “el suministro que efectúa 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”, nada más diremos al respecto, ya que se trata de un tema amplio que escapa a los objetivos de este trabajo.

1.2.1.-Clasificación de los Sistemas eléctricos.⁹

Señalados los distintos elementos que conforman un sistema eléctrico, haremos una clasificación de ellos atendiendo a tres criterios diferentes:

a) Según su función; para ello diremos primero que la función determina la potencia o energía a consumir y con esto se establece la tensión a la que se debe transmitir, se acostumbra a distinguir los siguientes subsistemas:

⁹ Id. pag. 8.

| Tipo | Tensión |
|--------------------------|-----------------|
| -Redes de Usuario | 200 V – 400 V |
| -Redes de Industriales | 500 V – 5 kV |
| -Redes de Distribución | 10 kV – 23 kV |
| -Redes de Subtransmisión | 25 kV – 110 kV |
| -Redes de Transmisión | 120 kV – 750 kV |

b) Según su tensión empleada; en un sistema eléctrico la tensión empleada limita la potencia que se puede transmitir y fija las dimensiones de las líneas y del equipo de las subestaciones. Las tensiones se expresan entre fases y no de fase a neutro. Con este criterio, se distinguen los siguientes tipos de sistemas:

| Tipo | Tensión | Características |
|---------------------|-----------------|---|
| -Baja tensión | - 1000 V | Alimentan directamente los consumos |
| -Media tensión | 1000 V - 100 kV | 1-6kV redes industriales / 10-15 kV dist. urbana 20-33 kV dist. rural / 40-100 kV subtransm. |
| -Alta tensión | 100 kV-300 kV | Subtransmisión y Transmisión 100-200 kV Ampliac. de sist. 200-300 kV Transmisión. |
| -Extra alta tensión | | 300-400 kV Tensión de grandes potencias a grandes distancias. 400-750 kV Usados en últimos desarrollo de sistemas. |

c) Según su topología; la topología de un sistema eléctrico condiciona la forma normal de explotarlo y las posibilidades de recuperar el servicio en caso de anomalías. La seguridad de servicio implica un aumento de las inversiones. Para cada etapa del sistema habrá una topología diferente.

| Tipo | Características |
|------------|---|
| - Radiales | Poca seguridad de servicio, pero muy económicos. |
| - Anillo | Tiene mayor seguridad, son mas caros. Reciben alimentación de 2 fuentes. Su protección y control son complicados y caros. |

- Enmallado Todos los puntos del consumo están unidos a 2 fuentes al menos. Se obtiene máxima seguridad a mayor costo. Usados en grandes urbes. En Chile dada su especial geografía el sistema es radial, que es el que mejor se adecua a nuestro largo y angosto territorio.

Capítulo II: **Los sistemas eléctricos en Chile**

2.1.-Descripción General¹⁰

En el país existen cuatro diferentes sistemas eléctricos. Ordenados de norte a sur ellos son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes, en su conjunto representan una capacidad instalada, a diciembre de 1999 de 9.265 MW.

Adicionalmente, existen varios centros aislados de generación (autoprodutores), se trata fundamentalmente de empresas industriales y mineras que abastecen total o parcialmente sus necesidades de electricidad.

a) El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING se extiende entre la ciudad de Arica, por el norte, y la localidad de Coloso, por el sur, cubriendo las Regiones I y II, en el extremo norte del país. Este sistema abastece fundamentalmente consumos de tipo minero e industrial. En el SING participan actualmente 6 empresas generadoras, siendo la Empresa Eléctrica Electroandina el principal generador del sistema (24% de la capacidad instalada). La operación del SING es coordinada por el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING). A diciembre de 1999 la potencia instalada en el SING alcanzaba a 2.502 MW, representando el 27% de la potencia total instalada en el país. El 98% del parque generador del SING corresponde a centrales térmicas (vapor-carbón, turbinas y motores de tipo diesel y petróleo pesado). El resto corresponde a pequeñas centrales hidroeléctricas.

¹⁰ Fuente Comisión Nacional de Energía (CNE) 1999 Memoria Bienal. Santiago.

b) El Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC es ampliamente el principal sistema eléctrico de nuestro país, se extiende entre la ciudad de Taltal, II Región, en su extremo norte y la localidad de Quellón (Chiloé), X Región, en su extremo sur. A diciembre de 1999 este sistema interconectaba un total de 6.682 MW, concentrando el 72,1% de la potencia eléctrica total instalada en el país y sirviendo a más de 90% de la población nacional. En el SIC el 70% aproximadamente de la potencia instalada corresponde a centrales hidroeléctricas y solo un 30% a centrales térmicas.

Según la hidrología, la generación del SIC presenta variaciones estacionales e interanuales de sus aportes energéticos. Esto ha determinado la instalación de generación termoeléctrica a carbón, petróleo pesado y más recientemente turbinas a gas (de ciclo combinado), y el desarrollo de embalses de regulación. Entre estos últimos es destacable el embalse del lago Laja, que alimenta a un conjunto de centrales, y cuya capacidad máxima de regulación alcanza a 6.800 GWh, cifra que representa el 35% de las ventas anuales del SIC.

c) El Sistema Eléctrico de Aysén

El Sistema Eléctrico de Aysén, localizado en la XI Región, consta de 5 subsistemas aislados. Con una potencia instalada de 18,5 MW a diciembre de 1999 (30% hidroeléctrico y 70% termoeléctrico), este sistema da cuenta del 0,2% de la potencia eléctrica instalada en el país. De los 5 subsistemas que conforman este sistema eléctrico, sólo el subsistema Aysén cuenta con capacidad instalada de generación superior a 1.500kW. Por tanto, de acuerdo a la legislación vigente sólo dicho subsistema está sujeto a fijación de precio de nudo y de tarifas de distribución eléctrica. Para este subsistema, en consecuencia, la CNE elabora periódicamente un programa indicativo de obras, requisito para el cálculo de los precios de nudo.

d) El Sistema Eléctrico de Magallanes

El Sistema Eléctrico de Magallanes, localizado en la XII Región, consta de tres subsistemas aislados entre sí, que abastecen las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir. Este sistema dispone de una potencia instalada total de 64,8 MW, equivalente al 0,7% de la potencia instalada en el país. El 85% de parque generador de este sistema corresponde a turbinas y motores a gas natural, mientras que el 15% restante corresponde a motores Diesel.

2.2.-Historia y desarrollo del Sector Eléctrico en Chile

La historia comienza en Europa cuando en 1879 se experimenta con la primera instalación de alumbrado público en la ciudad de París. Al poco tiempo en 1883, se llevaron a cabo obras de alumbrado público similares en Santiago de Chile. Hasta 1939, fue el sector privado quien impulsó la industria eléctrica, a través de inversiones nacionales y extranjeras en las empresas de servicio público y autogeneración, existiendo poca intervención del Estado. El crecimiento de la demanda y el desarrollo tecnológico dieron origen a pequeñas empresas privadas aisladas.

Corría el año 1905 cuando se crea la Compañía General de Electricidad Industrial CGEI, que inicialmente sirvió a algunas regiones de la capital y luego amplió sus operaciones hacia el sur del país. En 1921 se formó la Compañía Chilena de Electricidad CCE, que luego se convirtió en Chilectra. En la década del 30 se produjo un estancamiento del sector como consecuencia de las crecientes regulaciones estatales, el que se vio agravado por la crisis mundial de la gran depresión.

Durante los años 1940 y 1980 el Estado se convirtió en el principal actor del sector, contándose entre las medidas adoptadas, la creación de la CORFO y la constitución, a partir de ella, de diferentes empresas públicas. En 1944 se creó Endesa, filial de CORFO, que tendría las funciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; además de la implementación de un Plan de Electrificación Nacional para satisfacer las necesidades de zonas aisladas, efectuar interconexiones y ampliar el potencial generador del país. Endesa planificó el desarrollo de todo el sector eléctrico del país y formó el equipo técnico que pudo diseñar y construir sus obras. Desde 1944 Endesa construyó centrales

hidroeléctricas y térmicas de diversas regiones del país y, a partir de 1955 extendió sus líneas de transmisión creando en 1962 el Sistema Interconectado Central, y otros sistemas de transmisión menores en regiones. En el proceso, Endesa fue adquiriendo derechos de agua que permitirían el desarrollo hidroeléctrico.

Como consecuencia de los cambios políticos de 1970, con la nacionalización de Chilectra, el Estado alcanzó más de 90% de su propiedad y logró una participación mayoritaria en 51 empresas del país, incluyendo Endesa. En 1974 se produce un cambio de enfoque como consecuencia de la política de mercado desarrollada por el gobierno militar. Se inicia un proceso de descentralización y privatización de las empresas eléctricas. En 1978 se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el propósito de elaborar y coordinar los planes y políticas del sector.

2.3.-Evolución del Marco Regulatorio

En las postrimerías del siglo XIX, el rol de Estado en el sector era pasivo. El desarrollo del sector, como dijimos, fue obra de la empresa privada, aunque paulatinamente la intervención estatal pasó a ser cada vez más importante. En 1904 se dicta la Ley 1665 que faculta al Presidente de la República a entregar concesiones para la instalación de redes eléctricas. En 1925, se promulgó el Decreto Ley N° 252 por el cual entró en vigencia la primera Ley General de Servicios Eléctricos, que estableció criterios para tarifificar y reglamentar el otorgamiento de concesiones y derechos de agua para la generación y transmisión de electricidad.

En 1931 se dictó la segunda Ley General de Servicios Eléctricos, mediante el DFL N° 244 que acrecentó el rol del Estado y debilitó la posición de los concesionarios. A partir de 1940, el Estado tomó un rol relevante en el sector, siendo el principal inversionista en la actividades de generación y transmisión. En 1959 se dictó la tercera Ley General de Servicios Eléctricos, mediante el DFL N° 4 que crea la Comisión de Tarifas, organismo encargado de fijar tarifas eléctricas. En 1966, la Ley N° 16.464 estableció que las tarifas quedaran sujetas a la aprobación del Ministerio de Economía. En 1971, la aplicación de criterios políticos se tradujo en la congelación de tarifas, lo que junto a una elevada inflación, derivó en grandes déficit operacionales y en el desfinanciamiento de las empresas

del sector. Hasta fines de 1978, la regulación del sector se efectuaba parcialmente bajo la responsabilidad de Endesa, por su mayor capacidad técnica, lo que la dejaba en condiciones de establecer las normas de operación, los estándares de calidad de servicio y las propuestas tarifarias. Por parte del Estado participaba la Dirección de Electricidad, como fiscalizador técnico y el Ministerio de Economía, a quién le correspondía aprobar las tarifas. En 1978 se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante el DFL N° 2.224. También se creó la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) como organismo fiscalizador de las actividades eléctricas.

Durante la década de los 80 se inició un proceso de privatización gradual, que significó traspasar al sector privado casi la totalidad de las empresas eléctricas, previo saneamiento financiero, y establecimiento de un marco regulatorio para crear mecanismos de competencia. En 1982, el Ministerio de Minería dicta el DFL 1/82, preparado por la CNE, que establecía normas aplicables a todas las empresas del sector, sin perjuicio de su régimen de propiedad; de esta forma se abrió espacio para que empresas privadas pudiesen incorporarse en el sector, sobre la base de reglas equitativas respecto a las empresas estatales. Por otra parte, se entregó a la CNE y a la SEC, las atribuciones normativas y fiscalizadoras, respectivamente, del sector eléctrico.

Uno de los objetivos principales del DFL 1/82 fue promover la competencia en la generación de electricidad, a través de señales económicas que permitieran desarrollar el sector. De esta forma, la autoridad podría dejar de invertir mediante planes establecidos, dejando que el sector fuera adaptándose y configurándose de acuerdo a las señales proporcionadas por el modelo tarifario. Otro propósito del DFL 1/82 fue regular las actividades de transmisión y distribución. En 1985 el Decreto N° 6 de Minería, aprobó el reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras a través del CDEC.

El 12 de febrero de 1990, y producto de la sequía registrada el año anterior, se introdujo el artículo 99 bis y se modificó el artículo 51 sobre servidumbres de paso de energía eléctrica. Con ello se introdujo la obligación de compensación por falta de

suministro en aquellos casos en que no pudiese generarse la energía cuando la hidrología estuviera dentro de los rangos en que se calculaban las tarifas.¹¹

En el mes de diciembre de 1997 se publica el Decreto Supremo N° 327 (DS 327/97), que viene a reemplazar el antiguo reglamento contenido en el Decreto N° 6/85, esta vez se regula por vía reglamentaria y de manera orgánica, abarcando diversas materias contenidas en la ley eléctrica.

Con motivo de los conflictos que se generaron a partir de la sequía que afectó al SIC en 1998, el gobierno decidió efectuar cambios adicionales en la legislación y en junio de 1999 entró en vigencia la Ley 19.613 (publicada en el Diario Oficial de 8 de junio de 1999), que modificó el DFL 1/82 y la Ley Orgánica 18.410 de la SEC. Dentro de las modificaciones al DFL 1/82, se eliminó la posibilidad que las empresas generadoras se eximieran de su obligación de compensar a los clientes regulados, argumentando caso fortuito o fuerza mayor, en caso que la hidrología estaba fuera del más seca que la utilizada para el cálculo de los precios de nudo. En esta misma dirección, se establecieron compensaciones que deben pagar las empresas distribuidoras ante fallas en el suministro de energía.

Finalmente y junto a las modificaciones al DFL 1/82 antes señaladas, se aumentaron las facultades de fiscalización de la SEC y se catalogaron las faltas en gravísimas, graves y menos graves, aumentando también de manera sustantiva el monto de las multas aplicables.

2.4.- Principales Instituciones

Las instituciones más relevantes que participan dentro del sector eléctrico son esencialmente cuatro: el Ministerio de Economía Fomento, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Como se observa los tres primeros organismos forman parte del gobierno central, a diferencia del CDEC que surge de la ley y lo integran las empresas generadoras y transmisoras, conviniendo administración para el cumplimiento de sus fines operativos.

¹¹ En esa época se introduce el concepto de costo de falla, pues se indica que esa indemnización se haría a la diferencia entre costo de falla y el precio de nudo. El costo de falla refleja el costo que se le ocasiona al consumidor, por el hecho de no disponer de energía.

El Ministerio de Economía aprueba las tarifas propuestas por la CNE. Adicionalmente, le caben cuatro roles que son de particular importancia, especialmente: la aplicación de la ley, fijar tarifas eléctricas, decretar los racionamientos y zanjar las divergencias que surjan al interior del CDEC, previo informe de la CNE.

La Comisión Nacional de Energía (CNE): Es una persona 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. Le corresponde en general, elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. (Artículo 1 y 2 del D.L. 2224).

La Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC): Es un servicio funcionalmente descentralizado que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Economía. Su objetivo es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se prestan 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 constituya para las personas o cosas. (Artículo 1 y 2 de Ley 18.410)

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): Es el 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. (Artículo 150 letra b) DFL 1/82)

2.5.- Los Mercados Eléctricos y el Sistema de Precios

En el sistema eléctrico interactúan tres mercados a los que concurren generadores, distribuidores y usuarios para la transferencia y suministro de energía y potencia: (a) el mercado de intercambios instantáneos o *spot*; (b) el mercado regulado, donde las

distribuidoras compran por medio de contratos de mediano y largo plazo al *precio de nudo* fijado cada seis meses por la CNE; y (c) el mercado libre, donde los grandes usuarios pueden celebrar contratos con generadores o distribuidores en condiciones no reguladas de precios y calidad de suministro y los precios son libres.

Previo a describir cada mercado y referirnos al sistema de precios que en cada uno de ellos opera, nos permitimos realizar un pequeño apartado definiendo algunos conceptos económicos básicos, que son de uso frecuente y específico del sector eléctrico, cuales son:¹²

- Costo de oportunidad o alternativo: Valor de la producción de la mejor actividad alternativa que se deja de realizar. El concepto es idéntico al de costo de oportunidad y lleva implícito el principio de escasez. En evaluación de proyectos, es la remuneración potencial que un factor productivo podría obtener en su mejor oportunidad alternativa de empleo. En evaluación social de proyectos, el costo alternativo se establece en relación al funcionamiento óptimo del mecanismo de asignación de recursos a través del precio sombra. En efecto, la valoración de un factor productivo por el precio de mercado puede diferir de su verdadero costo alternativo debido a la existencia de imperfecciones o externalidades en el mercado, que introducen distorsiones entre valores privados y sociales de los factores. En evaluación social importa también la desocupación, los impuestos y los subsidios, como correctores al valor de mercado de un insumo.
- Costo fijo: Costo que en el corto plazo permanece constante cuando la cantidad producida se incrementa o disminuye, dentro de ciertos rangos de producción. Algunos de estos costos se presentan aún cuando no se produzca nada.
- Costo medio: Se define como el costo total de producción dividido por el número de unidades producidas. Se puede distinguir entre costo medio fijo, que es igual al costo fijo dividido por el número de unidades producidas; y el costo medio variable que corresponde al costo variable dividido por la cantidad producida. La suma de ambos nos da el costo medio total.
- Costo marginal: Costo adicional en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un

¹² Conceptos citados de apuntes de seminario “Sector Eléctrico en Chile”, expositor Francisco Aguirre Leo.

nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad (art.150 letra f) DFL 1/82). Si el costo total de producir 10 unidades son 200 pesos y el costo total de producir 11 unidades son 217, entonces el costo marginal es 17 pesos. El concepto de costo marginal es fundamental para el análisis del precio de un bien. En efecto, dado un precio de mercado, producir y vender una unidad extra incrementa tanto los costos como los ingresos del productor. De manera que se producirán y venderán unidades adicionales del bien hasta cuando el costo adicional de producción (costo marginal) sea igual al ingreso adicional que proporciona esas unidades extra (ingreso marginal). En competencia, el ingreso adicional obtenido por la venta del bien es igual a su precio. De manera que el productor incrementará su producción hasta el punto en que se igualen el costo marginal de producir el bien con su precio de mercado, consiguiendo así minimizar sus costos de producción y maximizar sus ingresos.

- Costo variable: Costo que aumenta o disminuye cuando la cantidad producida se incrementa o disminuye. Vale decir, varía directamente con el nivel de producción. Ejemplos de costos variables son los gastos de materias primas, combustibles, etc. Estos costos surgen del hecho que para aumentar la producción es necesario utilizar una cantidad mayor de factores productivos e insumos. En el largo plazo todos los costos son variables, pues la utilización de todos los factores puede modificarse. Para el análisis económico del concepto relevante es el de costo medio variable, que se define como costo variable total dividido por el número de unidades producidas. Este puede ser decreciente, constante o creciente, o bien puede ser tal que es decreciente a volúmenes pequeños de producción, llegue a un mínimo para un volumen dado y después se torne creciente a niveles mayores de producción. Se dice que existen retornos a escalas crecientes, constantes o decrecientes conforme el costo medio sea decreciente, constante o creciente respectivamente. Como norma, una empresa sólo produce si acaso cubre sus costos medios variables.
- Costo de reposición: Valor o precio de mercado que se debe pagar para reponer una mercadería o materia prima.
- Costo total: Suma de los costos fijos y de los costos variables de producción, para un determinado nivel de producto.

- Economías de escala: Estrictamente existen cuando los aumentos en el tamaño de planta o en sus volúmenes de producción van acompañados con incrementos proporcionalmente menores en los costos totales de producción, lo cual hace que los costos medios sean directamente decrecientes. Se clasifican en la siguiente manera: (a) Economías internas: tienen lugar cuando se expande una forma individual, independientemente de la situación de las otras empresas del mismo rubro o industria. Pueden surgir debido a la presencia de indivisibilidades en los factores de producción, vale decir, a razones técnicas que impiden utilizar las maquinarias o la planta de producción por debajo de una cantidad mínima. Por ejemplo, en una empresa agrícola es imposible utilizar la mitad de un tractor; y en la industria automotriz no es conveniente instalar una planta para producir sólo 10 unidades al año. Otra causa de las economías internas se encuentra en la especialización y división del trabajo. (b) Economías externas: ocurren cuando los costos de la empresa individual disminuyen al aumentar la escala de producción del conjunto de empresas que pertenecen a la misma rama productiva o industria. A su vez éstas se clasifican en economías pecuniarias y en economías tecnológicas. Las primeras se manifiestan directamente en el mercado, como disminuciones en los precios de insumos o factores productivos. Las economías tecnológicas resultan del progreso tecnológico, mejoramientos en la calidad de los insumos, etc. Hay industrias en que las economías de escala son muy importantes como por ejemplo energía, comunicaciones, acero y otras. Sin embargo, a veces puede requerirse una escala de operación tan grande para que las economías de escala comiencen a operar, que imposibilitan la instalación de numerosas empresas pequeñas, transformándose así en la causa de presencia de monopolios naturales en algunas actividades productivas.

Ahora que ya hemos repasado algunos conceptos, pasemos a describir cada uno de los mercados a los cuales las generadoras entregan la energía eléctrica, que son básicamente tres:

a) El mercado spot:¹³ Para asegurar que el sistema eléctrico opere al mínimo costo, el CDEC despacha las centrales en estricto “orden de mérito”, vale decir, las ordena de menor a mayor costo de operación. Primero entran a funcionar las centrales hidráulicas de pasada. Su costo de operación es prácticamente cero porque no pueden embalsar agua. Por lo tanto, si el agua no se usa en el momento en que pasa por la central, se pierde (costo de oportunidad = 0). Si la cantidad producida por centrales de pasada no es suficiente, entran en funcionamiento centrales térmicas o hidráulicas en orden creciente de costos de operación. El costo de operación de cada central térmica depende del precio del combustible que quema y de la eficiencia con que se transforma en energía eléctrica.

Las órdenes del CDEC son obligatorias e independientes de los contratos de comercialización de cada empresa. Por ello, es frecuente que ocurran transferencias entre generadoras, las que se valoran al costo marginal instantáneo del sistema. Esta separación entre el despacho y contratos permite que el sistema minimice el costo total de producción. Por ejemplo, consideremos un generador que ha contratado la venta de energía pero que por tener, un alto costo de operación no será despachado. Este generador está obligado a comprarles a generadores de menor costo de operación para cumplir su contrato. Pese a ser obligatoria, la transacción es comercialmente atractiva para este generador, por cuanto le permite comprar energía de productores con menor costo de operación que el propio. Mensualmente el CDEC entrega un balance de compras y ventas entre generadores. Es importante destacar que a pesar de establecer la obligación de despacho, la ley no contempla mecanismos que faciliten o garanticen los pagos entre los integrantes de los CDECs, tema que será extensamente analizado en el tercer capítulo de esta investigación.

La cantidad de energía eléctrica que se genera con centrales térmicas en cada momento depende del nivel de la demanda y del costo de oportunidad de la generación hidráulica. Mientras más generan las centrales de embalse, menos se genera con centrales térmicas y menor es el precio *spot*. La ley obliga a usar en todo momento una cantidad que permita servir la demanda al mínimo costo esperado de abastecimiento y falla. Esta cantidad óptima la calcula el CDEC usando el modelo de programación dinámica estocástica OMSIC, que optimiza el uso del agua del lago Laja. Este embalse tiene

¹³ En el análisis de éste punto nos referimos especialmente al SIC por tratarse del sistema eléctrico más importante y representativo del País.

capacidad para almacenar el equivalente a 7.000 GWh de energía (aunque la capacidad de generación anual de las centrales que usan su agua es de alrededor de 2.500 GWh) y se puede emplear para guardar agua por largos períodos.

El manejo del agua del lago Laja es el centro del sistema de precios. Para entender cómo se optimiza nótese que usar hoy un poco más de agua embalsada tiene el beneficio económico de no usar combustible para generar con centrales térmicas, o bien reducir la magnitud de una falla, en situaciones extremas. Por otro lado, el costo de oportunidad de generar hoy un poco más es que esa agua embalsada ya no podrá usarse para generar mañana. El modelo OMSIC calcula cuanta agua es necesaria para que en el margen este beneficio se iguale con el costo (en ese caso sabemos que se minimizan los costos de abastecer la demanda). Así, el costo marginal del sistema siempre es igual al costo de oportunidad del agua embalsada.¹⁴

No cabe duda que el uso óptimo del agua hoy depende de la magnitud de las precipitaciones y deshielos de mañana. Si mañana llueve mucho, el valor de guardar agua es bajo, pero si resultan hidrologías más secas su valor se incrementa porque se deberán utilizar más intensamente centrales térmicas o incluso ocurrirá una situación de sequía (artículo 99 bis DFL1/82). Sin embargo, no es posible conocer la hidrología futura con certeza. El modelo OMSIC incorpora esta incertidumbre suponiendo que cada una de las hidrologías ocurridas entre 1940-1941 y 1979-1980 es igualmente probable y estadísticamente independiente entre años (de ahí que la optimización sea estocástica).

Cuando las condiciones de abastecimiento son normales y no se avizora una falla, el costo de oportunidad del agua coincide con el costo de operación de la central térmica más cara en operación. Sin embargo, mientras mayor es la probabilidad de falla o racionamiento presente o futuro, mayor es el costo de oportunidad del agua y, en el extremo, el costo marginal es igual al costo de falla. Estas condiciones prevalecieron en episodios prolongados durante la crisis de 1998 y 1999.

El costo de falla es el precio clave en situaciones de escasez, porque corresponde al costo de oportunidad de la energía, señal que incentiva la inversión en el sector, y determina las decisiones tanto de consumidores como de los generadores. Lo adecuado es

¹⁴ Carlos Díaz, Alexander Galetovic, Raimundo Soto, “La Crisis Eléctrica de 1998-99: Causas, Consecuencias y Lecciones”, pag 157, 158, 159. Centro de Estudios Públicos primavera 2000 N°80.

que este precio sea uno contingente y de mercado. Pero en la práctica la regulación obliga a estimarlo. Esto se hace infrecuentemente usando encuestas. Se determinan tres valores que corresponden a distintas profundidades de racionamiento: 139,7 mills/kWh hasta 10% de restricción de consumo; 232,5 mills/kWh entre 10 y 20%; y 330 mills/kWh cuando el consumo se restringe en más de 20% (un *mills* corresponde a una milésima de dólar, es la unidad estándar en la que se expresan los costos de la industria eléctrica). Como referencia es útil señalar que el promedio de precios *spot* es entre 10 y 20 mills/kWh y que el costo de operación de la central térmica más cara del sistema es alrededor de 30 mills/kWh.

En situaciones de escasez el modelo OMSIC calcula la magnitud óptima de la falla (vale decir, aquella que minimiza el costo esperado de abastecimiento y falla). En general, la magnitud de la falla se mitigará parcialmente usando agua embalsada. Pero, en cualquier caso, en las situaciones de escasez o falla *siempre* deben ser despachadas todas las centrales térmicas. La razón es muy simple: en falla el costo de oportunidad del agua es mayor que el costo de operación de la central térmica más cara.

El Sistema Interconectado Central (SIC), presenta una característica particular, a saber que en principio es posible evitar una falla usando hoy suficiente agua embalsada. El punto es que si bien en principio el uso del agua debería ser determinado objetivamente por el modelo, en la práctica la decisión es bastante política y sujeta a *lobby*.¹⁵ Esta disputa y la forma en que se ha resuelto en la práctica es una de las características centrales del SIC y uno de los causantes de las crisis eléctricas.

b) El mercado regulado –el precio de nudo-

El precio de nudo es un elemento crucial en el sistema chileno y en particular en el SIC. Este tiene dos componentes: el precio básico de la energía y el precio básico de la potencia. Si bien el precio de nudo se determina sobre la base de un criterio de costo marginal, éste no es exactamente equivalente al costo marginal de cada momento (precio *spot*). Ello porque especialmente en el SIC el costo marginal instantáneo varía a través del año debido a que, dependiendo de la hidrología, la energía puede producirse con centrales hidroeléctricas (de bajo costo marginal si el recurso no es escaso), térmicas a carbón, o

¹⁵ Díaz, Galetovic, Soto. Ob. cit, pág. 161.

térmicas a petróleo (de mayor costo de operación respectivamente), a esto hay que agregar que aproximadamente el 60% de la energía producida en el SIC es consumida por usuarios regulados. Por ello es que para reducir la inestabilidad de los precios de nudo, éste se define como un promedio proyectado en 48 meses del costo marginal de corto plazo del sistema integrado, considerando distintos escenarios hidrológicos. La proyección de los costos marginales del sistema integrado contempla la optimización del uso de los embalses y en particular, del lago Laja (modelo llamado Gol por “gestión óptima del Laja”). Los precios de nudo máximos fijados por Decreto del Ministerio de Economía, se ciñen a la restricción de no desviarse más de un 10% de los precios libres, lo que enfatiza la importancia de la competencia para los clientes libres. En tal sentido el precio de nudo sigue y refleja el precio libre. En este contexto el plan de obras, aunque indicativo afecta los precios, pues proyecta las instalaciones de generación y transmisión que estarán disponibles en el futuro, por lo que resulta clave que éste sea efectivamente realista.

El precio de nudo se modula de modo de asignarlo geográficamente a través de todo el sistema eléctrico mediante un factor de penalización, que da cuenta de las pérdidas marginales entre dos puntos. El hecho que la mayoría de las generadoras del SIC se encuentren en el sur del país, en relación con el centro de consumo principal, que es Santiago, hace que por lo general, la energía fluya de sur a norte. Como las pérdidas de energía en la transmisión son proporcionales al cuadrado de la distancia, centrales ubicadas más cerca al centro de consumo generan menos pérdidas de energía y así tienen menos penalización, lo que se traduce en una ventaja competitiva. De hecho, centrales ubicadas al norte del centro de consumo principal descargan el sistema y por ello, en lugar de penalizaciones tienen un premio.

El factor de penalización permite remunerar parte de la transmisión, puesto que en dicho factor se consideran las pérdidas marginales que genera cada unidad transmitida y no las medias. Al ser el costo medio de pérdida creciente, el costo marginal supera al medio, por lo que la penalización a costo marginal no sólo permite el financiamiento de las pérdidas y algo más, sino que además es eficiente desde una perspectiva de asignación de recursos. Esta remuneración no se le cobra directamente a los usuarios sino a las propias generadoras, que deben considerarla en sus decisiones de localización. Esto es, las generadoras que decidan ubicarse más lejos de los centros de consumo deben compensar

los costos de transmisión con las ventajas que les entrega el lugar, fundamentalmente en materia de hidrología o de acceso a una fuente energética térmica (ej. un gasoducto). El resto del financiamiento de la transmisión se produce a través del cobro de peajes (básicos y adicionales), destinados a cubrir los costos de operación y capital del sistema de transmisión que no son cubiertos por el costo de pérdida. No entraremos en detalle en lo que se refiere a los peajes, por no ser objeto de este trabajo y además encontrarse en el Congreso un proyecto de Ley destinado a modificar esta materia (“Ley Corta”).

En cuanto a la regulación de los pequeños clientes, servidos por distribuidoras, los costos de distribución, que se adicionan al precio de nudo para calcular el precio final a clientes regulados, se calcula sobre la base de una “área típica” de distribución. La estimación de los costos de servir esas áreas típicas es comparada con empresas reales de modo que de ninguna manera la estimación de los precios de distribución reporten a las distribuidoras un retorno estimado a los activos fuera del rango de 6% al 14%. En otras palabras, la empresa modelo es validada a través de empresas reales de forma que éstos logren una rentabilidad razonable. Más aún, la ley refleja la confianza que el sistema, también en la etapa de distribución, presenta elementos de competencia sólidos, en el sentido que la etapa no es susceptible de que distintas distribuidoras se coludan aumentando los costos.

La ley establece que en caso de disputas entre las partes, los costos de la empresa estimados en estudios de la CNE y de la empresa sean ponderados en 2/3 y 1/3 respectivamente. Evidentemente, la fórmula de ponderar cada uno de los estudios genera incentivos a distorsionar la información, aumentando las discrepancias y la conflictividad de los procesos. (Artículo 107 DFL 1/82).

c) Los clientes libres

El tercer segmento de la industria es el mercado de clientes libres. En éste los grandes usuarios –aquellos con más de dos MW de potencia instalada- tienen que negociar directamente con las compañías generadoras o distribuidoras las condiciones de abastecimiento y calidad de suministro, así como los precios de energía y potencia. En general en estos contratos se estipula un precio fijo por kWh, que usualmente se reajusta

según la variación del precio de nudo, lo que significa que en ellos se reflejan únicamente los cambios de condiciones del mercado en el largo plazo, independientemente de las condiciones hidrológicas. Un ejemplo típico de un cliente libre es una empresa minera.

2.6.-El uso del agua como elemento determinante del precio de la electricidad.

Como ya lo señalamos al momento de describir el sector eléctrico, el SIC representa aproximadamente el 80%¹⁶ de la potencia instalada del país y abastece a más del 90% de la población nacional. Del total de la potencia instalada en el SIC más del 60% corresponde a centrales hidroeléctricas, proporción que hace cinco años atrás representaba más de un 80%. Siguiendo en esta misma línea podemos afirmar que el consumo anual del SIC, que en 1999 fue de unos 27.000 GWh, en un año húmedo puede ser cubierto íntegramente con generación hidráulica, en un año con hidrología normal se puede abastecer un 80% del consumo, mientras que en un año seco apenas alcanza para satisfacer menos de un 40% del consumo anual del SIC con la energía proveniente de centrales hidroeléctricas.

No es necesario seguir aportando cifras para demostrar el riesgo hidrológico, que se ve agravado por el hecho que con excepción del lago Laja, las plantas hidroeléctricas no tienen capacidad de embalse interanual y dependen de los caudales de agua de cada año. La importancia de un manejo adecuado del agua ha quedado al descubierto en la reciente crisis que enfrentamos los años 1998 y 1999, la que dentro de todas las hipótesis que se plantean podría haber sido evitada con un buen uso del agua embalsada.

Ya nos referimos en el capítulo anterior a los mercados que operan dentro de nuestro sistema eléctrico y a las distintas formas de establecer el precio de la energía eléctrica en cada uno de ellos, por lo que en este apartado tratamos de forma separada al factor agua como elemento definitorio del precio de la electricidad en el mercado, su incidencia en el costo de racionamiento y también de qué manera el precio del agua embalsada, es considerada en el cálculo de los costos marginales instantáneos.

¹⁶ Fuente Comisión Nacional de Energía (CNE) 1999 Memoria Bienal. Santiago.

Respecto al precio de nudo el artículo 97 del DFL 1/82 señala que, los precios de nudo, “por su naturaleza”, están sujetos a fluctuaciones que se derivan de situaciones “coyunturales”, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros. Recordemos que dentro de los factores de cálculo del precio de nudo se considera una provisión de la demanda de potencia de punta y de energía del sistema eléctrico, para un lapso de 10 años; luego se consideran las instalaciones que ya existen y las que están en construcción, para proyectar el abastecimiento de la demanda en abstracto, estos dos elementos que acabamos de mencionar configuran el llamado “plan de obras”, cuya función es indicar las inversiones más idóneas para optimizar el sistema eléctrico. Finalmente una vez que se encuentra definido el plan de obras deben considerarse los stocks de agua embalsada, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento, etc.

El costo de racionamiento definido en el número 2 del artículo 99 del DFL 1/82 como “el costo por kilowatt hora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia”, se calcula como valor único y representa los déficit más frecuentes que pueden ocurrir dentro del sistema. Esto nos demuestra que los precios de nudo incluyen en su cálculo una componente de racionamiento, que asegure su estabilidad. Dentro del cálculo de este valor único se consideran las fallas más frecuentes que puede presentar el sistema, y sin duda en ellas están los episodios de sequía, que afectan a las centrales hidroeléctricas.

En tercer lugar señalemos que el agua también es determinante en la fijación de los costos marginales instantáneos, que tratamos a propósito del mercado spot. Dando por reproducido lo señalado al tratar este tema, cabe señalar que de acuerdo al artículo 264 de reglamento eléctrico DS 327/97 son considerados en el cálculo de la valorización de las transferencias de energía entre las generadoras: los costos variables de las unidades que forman parte del sistema; los costos de oportunidad de las *energías embalsadas*, vale decir, el precio del agua almacenada; y los costos de racionamiento, según la profundidad de la falla. Para la obtención de los costos de oportunidad de las energías embalsadas se usan los modelos matemáticos, la información y los procedimientos aplicables en la planificación y en la programación de la operación, considerando para la actualización de resultados de los

modelos de corto plazo los períodos que señale el reglamento interno¹⁷. En suma el valor del agua embalsada proviene de una convención de las empresas del CDEC-SIC que se refleja en el modelo matemático contenido en el reglamento interno.

Pero el tema del agua como insumo de la generación eléctrica no se limita a ser ésta, un elemento determinante en la fijación del precio de la energía en los distintos mercados, o ser una herramienta que bien utilizada permitiría manejar una crisis de abastecimiento, sino que es mucho más profundo que eso y dice relación con la manera que tenemos de plantear nuestro sistema eléctrico para el futuro, tomando en cuenta nuestras características climáticas, geográficas y por qué no decirlo también nuestras características socioeconómicas y señalamos esto porque finalmente lo que está en discusión es cuanto estamos dispuestos como país a pagar por seguridad del servicio; o bien si es económicamente más eficiente contar con un parque generador predominantemente hidráulico y disponer de una fuente de energía más barata, pero que puede cada cierto tiempo enfrentar situaciones de racionamiento, u optar por la seguridad que brinda un sistema con predominio de generadoras térmicas que por supuesto representan un costo mayor para la población.

2.7.-La importancia del artículo 81 del DFL 1/82 del Ministerio de Minería de 1982

Previo al estudio del CDEC y las transferencias de energía entre empresas generadoras, hemos considerado de importancia analizar en esta primera parte, lo dispuesto en el artículo 81 del DFL1/82, toda vez que el contenido de tal disposición opera como

¹⁷ De acuerdo al artículo 63 de reglamento interno del CDEC vigente a partir del 11 de diciembre de 2001, la programación de corto plazo corresponde a la programación diaria. Dentro de la información con que se debe contar para realizar ésta programación el artículo 77 del reglamento interno menciona: c) las cotas finales estimadas para todos los embalses, de acuerdo con los caudales afluentes considerados en la elaboración de la programación diaria y las cotas reales iniciales; y d) Las condiciones especiales en que se encuentren los embalses, vertimiento; vertimiento evitable o agotamiento, deberán quedar señaladas en las notas anexas al programa de operación.

principio fundante de toda la legislación, a la cual en las páginas siguientes haremos referencia.

El artículo 81 de la Ley Eléctrica dispone que: *“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, Fomento y Reconstrucción.*

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

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

Esta coordinación deberá efectuarse de acuerdo con 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 oír a los concesionarios y entregará una recomendación al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción 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.”

El primer inciso de esta norma establece la obligación de todos los concesionarios, de cualquier naturaleza que estos sean, de llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones. Esto es, la obligación rige tanto para los titulares de concesiones para establecer centrales generadoras hidroeléctricas, subestaciones eléctricas, líneas de transportes o como los propietarios de concesiones para establecer operar y explotar el servicio público de distribución (artículo 2° del DFL 1/82).

Por otro lado, el inciso final de la disposición en comento, señala que los demás operadores de centrales y sistemas de transmisión (artículo 3° del DFL 1/82) que actúen en sincronismo con un sistema eléctrico, deberán ceñirse, en todo caso, a los reglamentos de coordinación y operación.

De lo anteriormente expuesto, puede concluirse que tanto los operadores de instalaciones sujetas a concesión, como quienes no lo están deben actuar coordinadamente, para cumplir las tres finalidades que se indican en el inciso segundo del artículo 81 de la Ley Eléctrica, que son:

- 1° Preservar la seguridad del sistema eléctrico
- 2° Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema
- 3° Garantizar el derecho de servidumbre sobre todos los sistemas de transmisión establecidos por medio de una concesión.

A continuación analizaremos los cuatro elementos centrales de esta disposición, señalando su importancia, a saber:

- a) La operación coordinada
- b) Las tres directrices:
 - Seguridad
 - Operación económica
 - Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión.

- a) **Operación Coordinada:** este requisito contiene la obligación que pesa sobre los distintos actores de operar como un solo cuerpo, para lograr el cumplimiento de los tres objetivos planteados. En razón de ello, se vislumbra con meridiana claridad la necesidad de crear un organismo que lleve a efecto ese mandato legal, para lo cual el legislador ordenó la creación del CDEC, definido en el artículo 150 letra b) de esta misma ley y desarrollado de manera más extensa en el DS 327/97 y el Reglamento Interno, que cada CDEC debe elaborar y aprobar (art. 171 DS 327/97). La Corte Suprema refiriéndose sobre el particular, ha señalado que el artículo 81 del

DFL 1/82 contiene genéricamente todas las obligaciones a que deben sujetarse los integrantes del CDEC, lo que hace el artículo 172 del DS 327/97 es desarrollar dichas obligaciones, estableciendo las principales funciones que este debe cumplir. De ello, se colige que ambas normas establecen la misma obligación para las empresas eléctricas, cual es la operación coordinada, no pudiéndoseles tratar como dos obligaciones distintas, motivo por el cual, el máximo tribunal, resolvió que no puede imponerse dos multas, como pretendía la SEC si se comete una sola infracción (Corte Suprema, en causa rol 1586-00, fallo de fecha 22/06/00, en autos caratulados “TRANSNET con SEC, en RDJ año 2000 tomo II, sección 7° pag. 136).

- b) **Seguridad:** implica no sólo la necesidad que las instalaciones de todos los participantes en la cadenas de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica se encuentren en condiciones que impidan provocar daños tanto a las personas como a la propiedad de terceros, sino que el concepto de seguridad conlleva la necesidad de tener un aprovisionamiento constante de energía eléctrica, sin cortes ni interrupciones del suministro, ya que la electricidad es un bien de primera necesidad, tanto para la vida diaria, como para el desarrollo económico de nuestro país. Para cumplir con este objetivo, se establece como una obligación para todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no, el cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establece el reglamento eléctrico y las normas técnicas pertinentes (art. 221 DS 327/97).

La necesidad de contar con un suministro eléctrico seguro lleva a concluir que las disposiciones que establecen la organización del CDEC, constituyen un marco legal mínimo, que obligatoriamente deben cumplir los participantes del sector. Así como fundamental es el imperativo de actuar coordinadamente, para impedir que entradas repentinas de grandes consumidores (o salidas de estos) pueda provocar interrupciones del suministro o, finalmente, la imposibilidad que pesa sobre las empresas generadoras de suspender unilateralmente el suministro de energía en el evento que tenga un inconveniente comercial con otro productor.

- **Operación Económica:** este concepto contiene el imperativo que la energía producida, lo sea al menor costo posible, de manera que para el país en su conjunto el abastecimiento eléctrico sea al menor precio posible.

En base a este concepto es posible explicar una de las funciones principales del CDEC, en cuanto a que debe determinar el orden en que deben producir energía eléctrica las diversas centrales, la existencia de las transferencias de energía eléctrica entre empresas generadoras, la dificultad (no imposibilidad) para las empresas generadoras se provean por sí mismas de mecanismos adecuados para garantizar los pagos emanados de las transferencias de energía.

- c) **Garantizar el derecho de servidumbre sobre todos los sistemas de transmisión:** tal directriz tiene por objeto, asegurar a todas las generadoras de energía eléctrica el acceso a sus clientes, por medio del sistema de transmisión.

Segunda Parte

El Centro de Despacho Económico y de Carga (CDEC)

Capítulo I: Introducción

1.1-Aspectos Generales.

Como ya lo mencionamos en la presentación de este trabajo, el sector eléctrico como actividad económica se caracteriza por estar dividido en tres sub-sectores; generación, transporte y distribución, presentándose en cada uno de ellos, en distinta medida, la posibilidad de acceder libremente a la actividad por parte de los agentes económicos. Así en la distribución, por tratarse de un monopolio natural en que se presentan economías de escala, el acceso está restringido para los particulares; en menor medida se presentan economías de escala a nivel transmisión, lo que no ocurre en la actividad de generación, donde tanto pequeños como grandes proyectos pueden tener costos medios similares. Bajo este esquema el legislador eléctrico determinó que la generación sea una actividad de libre acceso, que será regida por las reglas del libre mercado. Pero, especialmente debido al marcado interés público que presenta el sector eléctrico y a las características especiales de la electricidad como fuente de energía –no almacenable-, el legislador se vio en la necesidad de regular, incluso el sector generación, teniendo como principal objetivo que los distintos agentes, tanto en generación como en transmisión, operen coordinadamente en un sistema interconectado.

El DFL. 1/82, señala en su art. 91 inciso 2º: “Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que poseen 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 81º, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales horarios instantáneos del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga”. El Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC, es el: “Organismo encargado de

determinar la operación del conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, compatible con una seguridad prefijada”, art. 150 b) DFL 1/82.

A pesar de la importancia que presenta este organismo para el sector, fue escuetamente desarrollado por el legislador eléctrico en el DFL 1/82 (art. 81, 91 y 150). Su desarrollo se contiene en el reglamento DS 327/97 que si bien le dio forma a este organismo, subsisten dudas de interpretación acerca de la personalidad jurídica del CDEC, que adquiere interés jurídico para establecer su representación, la responsabilidad de sus integrantes, o el manejo de su patrimonio.

1.2.-Objetivo:

En esta parte de la investigación se desarrollará principalmente el tema de la naturaleza jurídica del CDEC, aportando elementos que permitan ilustrar al lector, frente a preguntas acerca del fundamento de la existencia del CDEC, de la función que este cumple dentro del sistema eléctrico y al carácter de ésta, en el sentido de ser ella una función pública o privada y de la necesidad de involucrar en mayor o menor medida a la administración en la gestión del CDEC. También se analizará el CDEC desde un punto de vista contractual y las implicancias de la constitución del CDEC como una sociedad de responsabilidad limitada.

Se incluye también un capítulo especial de derecho comparado, que alude a los organismos de coordinación en Latinoamérica y España, para conocer las distintas formas jurídicas que adoptan este tipo de organismos.

Capítulo II: Fundamento de la existencia del CDEC.

2.1-Introducción.

El fundamento inmediato, donde se encuentra el origen de la existencia del CDEC, lo encontramos en tres disposiciones diferentes de la ley eléctrica DFL 1/82, principalmente en su artículo 81 inciso 2°, al cual ya hicimos alusión en el acápite final de la primera parte de este trabajo. También se refieren al CDEC el artículo 91 inciso 2° y el artículo 150 b) del DFL 1/82.

Finalmente, el artículo 167 del DS 327/97 señala que, “La operación de las centrales generadoras y líneas de transporte que funcionan interconectadas entre sí, formando un sistema eléctrico con capacidad instalada de generación superior a 100.000 kilowatts, deberán coordinarse a través de un CDEC.”

Estas disposiciones reflejan las características especiales que presenta la producción de energía eléctrica, de donde arranca la necesidad de coordinación.

2.2.- La producción de energía eléctrica y sus dificultades.

La actividad de producción de energía eléctrica, presenta una serie de dificultades, que obligan a que se trate de una actividad especialmente regulada. En primer lugar la energía eléctrica, como fuente energética, no puede almacenarse o guardarse, lo que implica que, si ésta no se utiliza -se consume- al momento de generarse, “se pierde”, esta circunstancia hace imperiosa la necesidad de adaptar la oferta de energía en forma instantánea a la demanda que existe momento a momento, de modo que ambas sean perfectamente coincidentes. En razón de este especialísimo rasgo que presenta esta fuente de energía, es que el legislador señala como uno de los fines de la operación coordinada del sistema eléctrico la necesidad de “Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”. No es difícil imaginar las consecuencias que se derivan del hecho de superar en un momento la demanda de energía, a la que efectivamente se está produciendo, en que más de un usuario puede ver interrumpido el suministro, pero no sólo bajo este supuesto se afecta la seguridad del sistema, también una sobreproducción de energía en un momento en que la demanda baja considerablemente, puede producir daños en el sistema eléctrico e instalaciones en general.

En segundo lugar debemos mencionar el hecho de que existen no una, sino varias empresas generadoras, lo que demanda que exista entre ellas una especial coordinación.

Finalmente dentro de un sistema eléctrico se observa que, por lo general las centrales generadoras se encuentran alejadas de los centros de consumo, lo que hace necesario transmitir la energía eléctrica a dichos centros. De lo anterior emana la necesidad de garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión (art. 81 inc.2°, N° 3).

A lo ya señalado hay que agregar el hecho que la energía eléctrica es utilizada en la producción de otros bienes, constituyendo un costo de producción, pero más importante aún es destacar el interés público involucrado en la producción de energía eléctrica, la que se ha transformado en la fuente energética de mayor difusión dentro de una población. Debido a estas razones es que el legislador eléctrico consagra como un principio inspirador y que se refleja en todo el sistema eléctrico, el de “la operación a mínimo costo”(art. 81 inc.2°, N° 2). Principio que se ve expresado con especial fuerza, a nivel generación, siendo una de las principales funciones operativas del CDEC, el efectuar el despacho programado de las centrales generadoras en orden a sus costos de producción, entrando primero a aportar energía al sistema, quien produzca más barato.

2.3.- El deber de interconexión.

Lo singularizante de esta actividad es que todos sus actores se desenvuelven dentro de un sistema eléctrico, el que los pone en una situación de permanente interdependencia.

La ley define sistema eléctrico como 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”(150 a) DFL 1/82). En este, nuestro sistema eléctrico, podemos reconocer ciertos elementos configurativos del mismo:

En primer lugar, el sistema eléctrico se define por la interconexión de una serie de instalaciones, la que constituye un *elemento esencial* de este, siendo la única forma que permite el desarrollo de la cadena completa desde la producción hasta el consumo de la

energía eléctrica. Podemos inferir entonces que el sistema eléctrico tiene su origen en la necesidad de los generadores de transportar la energía que producen, hasta los centros de consumo, esto es, su existencia está determinada por el imperativo de proveer de electricidad a los usuarios finales, constituyéndose en un bien de utilidad pública.

Por otro lado, es necesario señalar que una empresa generadora, no tiene la posibilidad física, ni económica, de llegar con sus propias líneas hasta la totalidad de sus eventuales clientes, requiriendo así, de un sistema de transmisión y de empresas distribuidoras. En consecuencia, las empresas generadoras operan interconectadas a un sistema eléctrico, inyectando en él la energía que producen, la que será transmitida y distribuida por éste, hasta los centros de consumo según la demanda que ellos presenten.

El hecho de la interconexión de una central generadora a un sistema eléctrico, genera una serie de obligaciones, más aun, la misma interconexión es una obligación en sí para los titulares de una concesión eléctrica, así lo señala el artículo 81 inciso primero al disponer que *los concesionarios de cualquier naturaleza están **obligados** a llevar a cabo la interconexión*. Dentro de estas obligaciones, sin duda la más importante la constituye **el deber de coordinación**, el que afecta tanto a los concesionarios, como a aquellos que realicen la actividad sin contar con una concesión eléctrica (por ejemplo, una central generadora térmica).

2.4.- La Coordinación.

La coordinación es la principal obligación a que están sujetos todos los actores de un sistema eléctrico. Por lo tanto y en virtud de todos los elementos ya analizados, podemos concluir que el Centro de Despacho Económico de Carga –CDEC-, encuentra su *fundamento último* en la armonización de todas estas variables, la que es realizada por este organismo, mediante la operación coordinada del conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, cumpliendo con los objetivos o finalidades que prescribe la ley, los que están señalados en el artículo 81 inciso 2º-ya citado-. A partir de las finalidades que la ley asigna al organismo de coordinación se desprenden las características y obligaciones del CDEC, las que se encuentran contenidas en el reglamento de la ley eléctrica (DS 327/97), dentro de las que destacan las siguientes:

- a) Del mismo concepto de CDEC, como organismo encargado de “determinar la operación” podemos considerarlo como **el cerebro** de la operación de un sistema eléctrico, ya que todos quienes se encuentren interconectados a éste, están obligados a cumplir las órdenes que el CDEC emita.
- b) En función del cumplimiento de los tres objetivos básicos que la ley asigna al CDEC, este emite **instrucciones obligatorias** para todas las centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas al sistema (artículo 171 DS 327/97).
- c) La demanda de energía del sistema en su conjunto se cubre indistintamente con los aportes de todas las centrales, los que son entregados a tres mercados principales: grandes clientes, empresas distribuidoras y el CDEC.
- d) Para poder llegar al mercado consumidor, los generadores utilizan un sistema de transmisión perteneciente a un tercero, lo que da origen al *pago de peajes*, (que constituyen la indemnización a que tiene derecho el propietario de las líneas de transmisión, por las servidumbres de paso de energía que pesan sobre sus instalaciones).
- e) El momento y la cantidad de energía y potencia que se inyecta al sistema es determinada por el CDEC, por lo tanto, la decisión de producción de energía no depende de los compromisos comerciales que tengan las generadoras en virtud de sus contratos, sino de la operación del sistema que efectúe el CDEC.
- f) Ya que la operación del sistema debe hacerse al mínimo costo posible, las centrales van inyectando su energía de acuerdo a sus costos de producción, el CDEC comenzará despachando, en primer lugar, a la que produce más barato y luego, según lo exija la demanda, irá despachando en forma correlativa hasta llegar a la que presenta mayores costos.
- g) Como ya lo señalamos anteriormente, el CDEC debe velar por la seguridad del sistema, de modo que la demanda horaria de energía coincida perfectamente con la oferta o energía generada en ese momento. Esta obligación, unida a la anterior determina que la obligación de suministro de una generadora –en virtud de sus compromisos particulares-, generalmente no se satisface con la energía que ella misma produce, sino con aquella cuyo despacho haya ordenado el CDEC, de acuerdo a la “operación a mínimo costo”. Lo anterior da origen al

pago de las transferencias¹⁸ de energía y potencia firme entre las generadoras, a groso modo este consiste en el pago que deben efectuar las generadoras que no han producido lo suficiente para cumplir con sus compromisos contractuales (deficitarios), a las que si lo han hecho (excedentarios), de acuerdo al balance físico y valorizado de las transferencias, que efectúa mensualmente el CDEC (artículos 265 y 266 DS 327/97).

2.5.- El Reglamento Interno:

El artículo 171 inciso tercero del DS 327/97 señala: “Para el cumplimiento de sus funciones cada CDEC elaborará y aprobará un reglamento interno, el que deberá ajustarse a las disposiciones de la ley y de este reglamento.” Si bien es el propio DS 327/97 quién ordena que cada CDEC “elaborará y aprobará” un reglamento interno¹⁹, pensamos que su naturaleza es de carácter contractual, se trata de un acuerdo de voluntades, destinado a producir efectos jurídicos y que genera obligaciones para las partes, pues su contenido es determinado por los integrantes de cada CDEC, sin perjuicio de respetar las normas de orden público que correspondan. Por lo tanto, se regiría por las normas de los contratos, lo que implica entre otras cosas que tiene efectos relativos, es inoponible a terceros, nace aquí la pregunta respecto a qué ocurre con los nuevos integrantes del CDEC que no concurrieron a la celebración de éste contrato, la solución parece sencilla si consideramos que al manifestar su consentimiento al ingresar al CDEC se estaría también, adhiriendo al reglamento interno ya celebrado, al que hemos sindicado como un contrato. Digamos también que respecto a la exigencia que establece el artículo 176 del DS 327/97, en cuanto a que para su entrada en vigencia, el reglamento interno requiere del informe favorable de la CNE, ésta no sería otra cosa que una solemnidad del acto.

¹⁸ El tema de las transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras, podrá ser analizado, en la tercera parte de esta investigación

¹⁹ El reglamento interno del CDEC-SIC comenzó a regir el 11 de diciembre de 2001.

Capítulo III: Los Orígenes del CDEC

3.1.- Antecedentes legales:

La creación del CDEC-SIC obedece a la necesidad de compatibilizar, por una parte, la operación del sistema de tarificación a costo marginal establecida en la ley General de Servicios Eléctricos, (que como sabemos es del año 82) y por otra parte, el cumplimiento de suministros suscritos por las empresas generadoras integrantes con la operación a mínimo costo del conjunto del parque generador del sistema.

Los antecedentes legales directos, de donde nace la obligación de constituir un CDEC, lo encontramos en los artículos 81 inc. 2° y 3°; y 91 inc. 2° del DFL 1/82, a las cuales ya nos referimos.

Posteriormente en febrero del año 1985, se dicta el Decreto Supremo N° 6 del Ministerio de Minería(en adelante D.S. N°6/85), en que se aprueba el Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales y Líneas de Transporte, disponiendo las obligaciones que deben cumplir las empresas que están obligadas a coordinar su operación, las funciones básicas y la organización del comité de operación que se denomina Centro de Despacho Económico de Carga CDEC. Dicho reglamento establecía además (art.5° D.S. N°6/85), que para cumplir con los propósitos señalados en los arts. 81 y 91 del DFL 1/82, el CDEC realizará entre otras las siguientes funciones:

- 1.-Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando la operación actual y esperada para el mediano y largo plazo, y comunicarla a los integrantes del CDEC para que éstos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.
- 2.-Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación.
- 3.-Coordinar la mantención preventiva mayor de unidades generadoras.
- 4.-Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventiva mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.
- 5.-Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC.

En conformidad con las disposiciones legales y reglamentarias recién citadas, en mayo de 1985 se formalizó la constitución del CDEC-SIC, quedando en esta época integrado por la Empresa Nacional de Electricidad S.A.(ENDESA) y CHILGENER, posteriormente, como resultado de la constitución de la Empresa Eléctrica Colbún-Machicura, como filial de CORFO el 30 de abril de 1986, esta empresa fue incorporada al CDEC-SIC en mayo de 1986. Luego, ya en los años noventa se han incorporado otras dos empresas eléctricas, Pehuenche S.A. (1991) y Guacolda S.A. Por su parte el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SING, fue creado en 1993 también bajo la vigencia del DS N°6/85, y actualmente lo integran, CODELCO (a través de Electroandina), EDELNOR, ENDESA Y NORGENER.

3.2.-El CDEC bajo el Decreto Supremo N°6 de 1985²⁰.

En sus orígenes, según lo preceptuado por el DS N°6/85, el CDEC estaba constituido por dos clases de integrantes: 1)Empresas Eléctricas con capacidad de generación superior al 2% de la capacidad instalada del sistema eléctrico al momento de constituirse y; 2)Autoproductores cuyos excedentes de capacidad de generación sea superior al 2% de la capacidad instalada del sistema eléctrico(art.1° N° 3 y 4 del DS N°6/85). En cuanto a su organización interna, el CDEC estaba compuesto por un Directorio y una Dirección de Operación (art. 6 DS N°6/85), siendo la principal atribución del Directorio la de velar por el cumplimiento de las funciones y disposiciones que este Reglamento y el Reglamento Interno le señalen al CDEC²¹, también se cuentan entre sus funciones la de aprobar informes para la CNE, aprobar el reglamento interno del CDEC, pronunciarse sobre los conflictos que le someta la Dirección de Operación y aprobar el presupuesto anual de gastos de funcionamiento (art 8 DS N°6/85). Entre las funciones de la Dirección de Operación se cuentan las de: adoptar, en representación de las respectivas empresas participantes; a) los acuerdos conducentes al cumplimiento de las disposiciones

²⁰ Las principales modificaciones que introdujo el nuevo reglamento eléctrico en materia de CDEC, serán tratadas con profundidad en el siguiente capítulo.

²¹ Al igual como ocurre con el actual reglamento (DS 327/97) las funciones del directorio se confunden con las funciones que la ley y el reglamento le atribuyen al CDEC, consagrando el carácter resolutivo que tiene el directorio como órgano del CDEC

de presente reglamento y del reglamento interno; b) los acuerdos que se requieran sobre metodologías, modelos matemáticos, valores de parámetros, etc.; también se señalaban entre las funciones de la Dirección de Operación las de planificar y coordinar el mantenimiento de las unidades generadoras y principales líneas de transporte, controlar el cumplimiento de los programas de operación, proponer el reglamento interno, elaborar informes, etc. En el DS N°6/85, se contemplaba la existencia de grupos de trabajo, que podían ser los que cada integrante del CDEC tuviera, o bien un grupo de trabajo único, la misión básica de estos grupos de trabajo era apoyar a la Dirección de Operación en el cumplimiento de sus funciones (art.11 DS N°6/85)

En materia de solución de divergencias bajo el imperio del DS N°6/85, se establecía que si la divergencia no podía ser resuelta por el Directorio, esta sería sometida al conocimiento del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, quien debía emitir una resolución, previo informe de la CNE, en un plazo máximo de 120 días (art. 8 inc. final DS N°6/86)²²

En 1993 se inició un trabajo por parte de la CNE con participación de los integrantes del CDEC, tendiente a elaborar un nuevo reglamento de la ley eléctrica, el cual desembocó en el actual DS 327/97, que introdujo importantes modificaciones principalmente en cuanto a quienes lo integran, organización y funcionamiento interno, solución de conflictos, responsabilidad de sus integrantes, entre otros aspectos. El DS 327/97 entró en vigencia en noviembre de 1998.

Capítulo IV: Principales modificaciones introducidas por el DS 327/97

4.1- Antecedentes.

²² Uno de los cambios más significativos que introdujo el DS 327/97, fue el mecanismo de solución de divergencias producidas al interior del CDEC, con la creación del Comité de Expertos.

El Decreto Supremo N°327, de 1997, del Ministerio de Minería, que constituye el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, derogó el Decreto Supremo N°6 de 1985 y otras disposiciones reglamentarias relativas al sector eléctrico, introduciendo una nueva normativa orgánica y complementaria del DFL 1/82. Uno de los aspectos más relevantes que contiene el DS 327/97, se refiere precisamente a la regulación del CDEC, modificando las reglas contenidas en el DS N°6/85, principalmente en cuanto a su constitución -incluyendo nuevos integrantes-, organización interna, responsabilidad de sus integrantes, solución de conflictos y además introdujo una serie de obligaciones relativas a aspectos técnicos y de seguridad.

4.2.-Nuevos Integrantes:

Según el art. 1° del DS N°6/85, integraban el CDEC las empresas generadoras y los autoprodutores, cumpliendo ciertos requisitos de capacidad instalada mínima, respecto al total de capacidad del sistema al momento de constituirse el CDEC. El DS 327/97 vino a incluir dentro de los integrantes obligatorios del CDEC ²³, a las empresas transmisoras y a los propietarios de subestaciones básicas de energía o de líneas que las interconectan (art.168 b.3) y b.4) DS 327/97).

La otra novedad que introdujo el DS 327/97, en cuanto a los integrantes del CDEC, es que se crea una nueva categoría, que podríamos denominar “integrantes facultativos”, ya que la norma en su comienzo prescribe: “Podrán integrar...”, señalando el carácter facultativo que tiene para estas empresas el integrar un CDEC (art.169 DS 327/97). La disposición está dirigida a generadoras y autoprodutores más pequeños, con capacidad instalada menor que aquella señalada para los integrantes obligatorios.

²³ En el nuevo reglamento se pueden distinguir dos tipos de integrantes: los obligatorios (art. 168) y los facultativos (art. 169).

4.3.- Organización interna:

El nuevo reglamento eléctrico modificó sustancialmente la organización interna del CDEC, por un lado se crea la Dirección de Peajes, cuyo fundamento es cumplir con la tercera finalidad de la operación coordinada, que se refiere a “garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión”(art.81 N°3 DFL 1/82), norma que no tenía correlato en el antiguo reglamento. Se determina la existencia de un centro de despacho y control, este último dependiente de la Dirección de Operación. Se señalan también, en forma detallada las funciones que tendrá cada división.

El Directorio es dotado de nuevas facultades, dándole la posibilidad de contratar con un tercero la ejecución de labores específicas del CDEC, que de otro modo serían responsabilidad de alguna de sus direcciones (art.173 DS 327/97), lo singular de esta nueva función del Directorio es que el reglamento le atribuye *capacidad* al CDEC para contraer obligaciones. Por su parte, la letra J) del art.176 del DS 327/97, señala dentro de las funciones del Directorio, la de: “Definir y establecer una sede para el funcionamiento del CDEC, donde se radicarán sus órganos e instalaciones. Dicha sede constituirá el *domicilio* del CDEC, para los efectos de la ley y este reglamento”, norma que ha significado en la práctica el establecimiento del CDEC en un domicilio permanente.

En materia de operación de las unidades generadoras y sistemas de transporte, ésta ya no se deja bajo la responsabilidad de cada integrante(art.14 D N°6/85), para ello se crea, como ya lo acabamos de mencionar, un órgano de carácter técnico, dependiente de la Dirección de Operación denominado Centro de Despacho y Control (en adelante CDC), encabezado por un jefe de despacho y control más una dotación suficiente de profesionales y técnicos. La función básica del CDC es “supervisar y coordinar en todo momento el cumplimiento de los programas emanados de la Dirección de Operación”(art. 184 DS 327/97).

De lo ya señalado se desprende que el CDEC se compone de un Directorio, organismo de carácter resolutivo, de una Dirección de Operación y otra de Peajes, ambas de carácter técnico y ejecutivo, más el CDC encargado de la operación inmediata del sistema y dependiente de la Dirección de Operación.

4.4.-Responsabilidad de sus integrantes:²⁴

En esta materia el DS 327/97 siguió el mismo criterio establecido por el DS N° 6/85, en que se establecía la responsabilidad individual de cada integrante del CDEC por el cumplimiento del reglamento, como se desprende del art.202 del DS 327/97. Dos son los cambios que básicamente se introducen en esta materia: por una parte se deja de lado la enumeración enunciativa de las conductas sancionables que hacía el art.40 del antiguo decreto, conservándose un criterio de observancia y cumplimiento genérico de las disposiciones reglamentarias, agregándoseles a ellas las instrucciones y programaciones que el CDEC establezca. La otra modificación que se produce en este ámbito, dice relación con la facultad fiscalizadora que adquiere el Presidente del CDEC, el que deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de cualquier infracción a las normas del reglamento, como también de las infracciones a las instrucciones y programaciones establecidas por el CDEC.

4.5.-Solución de Conflictos:

El actual reglamento introdujo un particular mecanismo de solución de divergencias producidas al interior del CDEC, se crea un Comité de Expertos²⁵ cuya misión es emitir una opinión a requerimiento del Directorio, en caso de falta de unanimidad en aquellos acuerdos que la exijan. El Comité de Expertos, debe enviar un informe al Directorio, el que en una sesión especial somete a consideración dicho informe, para luego proceder a una nueva votación. Si en esta segunda convocatoria no se logra el acuerdo, se recurre al Ministerio de Economía para que resuelva, ahora en un plazo de 60 días, previo informe de la CNE y teniendo a la vista el informe y recomendación emitidos por el Comité de Expertos, el que debe ser adjuntado por el Directorio, junto con el requerimiento hecho al Ministro(art.178 DS 327/97) .

²⁴ Este tema será tratado en forma particular en el capítulo N° VI.

²⁵ Todo lo relativo al comité de expertos y al mecanismo de solución de conflictos es analizado en el capítulo IX.

4.6.-Aspectos técnicos:²⁶

Como ya se señaló al momento de analizar la organización interna del CDEC, el nuevo reglamento dispone la creación del Centro de Despacho y Control(CDC), que será el encargado de coordinar la operación en tiempo real, lo que significa contar con profesionales y técnicos dedicados exclusivamente a operar el sistema, dando cumplimiento instantáneo a las órdenes que imparta la Dirección de Operación, con el fin de preservar la seguridad de suministro y los rangos de variación de frecuencia y voltaje, todo esto dirigido a velar por el cumplimiento de los objetivos que la ley le asigna al CDEC. La creación de la Dirección de Peajes, también tiene por objeto una mejora de índole técnica en el funcionamiento del CDEC, ya que a ella le corresponde entre otras cosas, proyectar el uso del sistema de transmisión a 5 años, proponer áreas de influencia, mantener información actualizada del sistema de transmisión, calcular el valor indicativo de los peajes básico y adicional, etc.

Otros aspectos técnicos, en que se pone acento en el nuevo reglamento eléctrico, dicen relación, por ejemplo, la verificación del nivel de seguridad de servicio en cada punto de retiro, el establecer criterios de seguridad en la definición de caudales afluentes pronosticando deshielos, en general se aumenta la obligación de información requerida, en especial a los organismos técnicos integrantes del CDEC.

²⁶ Solo se ha tratado el tema en forma tangencial, ya que un análisis más profundo de éste, escapa a nuestras posibilidades y al objeto de esta investigación.

Capítulo V: Naturaleza Jurídica y Constitución del CDEC como Sociedad de Responsabilidad Limitada.

5.1.-Naturaleza Jurídica del CDEC en la Ley Eléctrica:

La definición de CDEC que da la ley eléctrica comienza diciendo que este es un “organismo”(150 letra b) DFL 1/82), lo cual, fruto de una ficción legal, le estaría reconociendo una suerte de voluntad colectiva distinta a la de sus integrantes, pero negamos afirmar que éste tendría una naturaleza de carácter asociativo, fundamentalmente porque sus decisiones no sólo obligan a sus integrantes, sino que a todos los actores del sistema eléctrico, que como ya dijimos, deben operar coordinadamente (artículo 81 DFL 1/82).

Por su parte el DS 327/97-reglamento de la ley eléctrica-, fue aún más lejos, le impone al CDEC una serie de obligaciones, y le concede atribuciones, que para su cumplimiento hacen indispensable que este organismo, cuente con independencia de función respecto de sus integrantes individualmente considerados. Pero esta tampoco fue la ocasión en que se haya resuelto el tema, y el reglamento no fue lo suficientemente claro en establecer un CDEC independiente, solo se le concedió independencia al Centro de Despacho y Control –CDC- (debido a la importancia de su función como organismo técnico, encargado de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto), conservando las empresas cierta autonomía en materias tan importantes como la responsabilidad²⁷ y la administración²⁸.

Como podemos apreciar el CDEC tiene naturaleza “**sui generis**”, lo que no obsta a que sea una institución de máxima importancia en el sistema eléctrico, a la cual le está asignada la función de mayor relevancia, como es la *operación coordinada* del sistema en su conjunto y como consecuencia de ello el cumplimiento de los fines que señala la ley eléctrica, como propios de la coordinación (artículo 81 inciso 2°).

²⁷ El tema de la responsabilidad de los integrantes del CDEC, será tratado en el capítulo VI.

²⁸ La administración superior del CDEC está en manos de un Directorio integrado por un representante de cada una de las empresas que lo componen, correspondiéndole a cada miembro, un solo voto en las decisiones que este adopte, las que según la materia de que se trate, requieren unanimidad o bien simple mayoría (art.174 y 176 DS 327/97)

5.3.-El CDEC desde el punto de vista Contractual:

Ya hemos visto que ni la ley eléctrica, ni tampoco el reglamento resuelven sobre la naturaleza jurídica del CDEC, pero lo que si hacen, es regular su organización interna y determinar sus funciones, atribuciones y obligaciones, en especial el DS 327/97.

Es conocida en la doctrina la categorización de *contrato forzoso* “como aquel en que el legislador obliga a celebrar o da por celebrado”²⁹, luego se distingue entre ellos: los contratos forzosos *heterodoxos*, en que existe una pérdida completa de la libertad contractual; y los contratos forzosos *ortodoxos*, en que también interviene un mandato de la autoridad que exige contratar, para que luego, en una segunda etapa el destinatario de este mandato proceda a celebrarlo conservando un cierto grado de autonomía contractual. Se mencionan dentro de estos últimos, a los contratos forzosos ortodoxos de carácter *implícito*, como aquellos en que la “ley se circunscribe a imponer una determinada obligación o conducta, pero para llevarla a cabo se hace indispensable celebrar algún contrato”.

Según los elementos que ya hemos expuesto, a propósito de la regulación del CDEC tanto en la ley como en el reglamento, y en especial debido a la atribución que le concede el DS 327/97 al Directorio del CDEC de celebrar “contratos especiales” (art.173 inc.2° DS 327/97) para encomendar la ejecución de tareas específicas a un tercero, podemos concluir que el CDEC caería dentro de esta categoría contractual de contrato forzoso ortodoxo de carácter *implícito*, ya que no se concibe de qué manera el CDEC actuando como organismo pueda contratar personal, sino es a través de alguna de las figuras contractuales tradicionales, en especial las del tipo societario que le permitirían gozar de personalidad jurídica para actuar validamente en la vida del derecho.

5.4.-Constitución del CDEC como Sociedad de Responsabilidad Limitada:

A causa del nuevo marco regulatorio establecido por el DS 327/97 y con el objeto de dar cumplimiento a las normas legales y reglamentarias que regulan la coordinación, las

²⁹ Esta categorización contractual corresponde a la realizada por el Profesor Jorge López Santa María, en el texto “Los Contratos”(parte general), Ed. Jurídica de Chile, 1° edición. Páginas 127 y sgtes.

empresas eléctricas integrantes del CDEC, tanto del sistema interconectado Central CDED-SIC, como luego las del sistema interconectado del Norte Grande CDEC-SING, acordaron constituir-por separado-, una sociedad de responsabilidad limitada bajo la cual se operará y administrará el respectivo Centro de Despacho Económico de Carga.

Las escrituras de constitución son prácticamente idénticas, difiriendo como es lógico en sus concurrentes; en el monto del capital aportado por cada integrante, como en el total del capital social.

Son integrantes de la sociedad, cuya razón social es “Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central CDEC-SIC Limitada” o en su forma abreviada y de fantasía “CDEC-SIC Ltda.”, las siguientes empresas eléctricas: a) Arauco Generación, b) San Isidro, c) Transelec, d) Guacolda, e) Pangué, f) Pehuenche, g) Endesa, h) Gener, i) Sistema Eléctrico de Transmisión del Sur(STS), j) Eléctrica Santiago, k) Colbún, l) CGE Transmisión y m) Ibener, todas ellas sociedades anónimas. CDEC-SIC Ltda., fue constituida el 31 de Mayo de 1999 teniendo su domicilio legal en esta misma ciudad.

Por su parte, concurren al otorgamiento de la escritura de constitución de la sociedad, “Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande CDEC-SING Limitada” o bien “CDEC-SING Ltda.”, de fecha 16 de Agosto de 1999, las siguientes empresas eléctricas: a) Sitranor S.A., b) Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A., c) Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., d) Nor Oeste Pacífico Generación de Energía Eléctrica Limitada, e) Gener S.A., f) Electroandina S.A. y g) Norgener S.A.

A continuación analizaremos los principales elementos que contiene esta sociedad, tomando como referencia a “CDEC-SIC Ltda.”:

1.-En primer término, se hace referencia a que esta sociedad se regirá por las cláusulas de este contrato, “sin perjuicio de las disposiciones especiales que le sean aplicables”(Título Primero, cláusula 1°), refiriéndose con ello a las normas tanto del DFL 1/82, como las del reglamento DS 327/97, sometiéndose expresamente a las normas del derecho eléctrico que le sean aplicables.

2.-En cuanto al objeto, se señala como “objeto exclusivo de la sociedad” el administrar y operar el CDEC del sistema interconectado y “coordinar la operación de dicho sistema en los términos dispuestos por las normas pertinentes”(cláusula segunda), remitiéndose nuevamente al DFL 1/82 y al DS 327/97. También se señala como objeto específico de la sociedad, el cumplir con las funciones dispuestas en los artículos 171 y 172 del reglamento, que corresponden a las funciones básicas de cada CDEC.

3.- Uno de los aspectos más relevantes y novedosos, lo encontramos en el Título tercero que trata “de la administración de la sociedad”, la cláusula sexta de la escritura social establece que la administración y el uso de la razón social, corresponderá a un **Director Ejecutivo** y que debe recaer en un tercero ajeno al pacto. El director ejecutivo está dotado de las más amplias facultades para el cumplimiento del objeto social, entre ellas se destaca el hecho de tener la representación de la sociedad, incluso “ante toda clase de autoridades de autoridades políticas, administrativas y judiciales”(cláusula 6° n°1). Cabe preguntarse en este punto, si en el evento de aplicarse una sanción por la SEC, por infracción al reglamento, (según el artículo 202 del DS 327/97, las sanciones serán aplicadas individualmente a las entidades que corresponda) la empresa sancionada podrá oponer a la autoridad el contrato de sociedad, en virtud del cual la SEC debería dirigirse al Director Ejecutivo (cláusula. 6° n°19 “Representar a la sociedad en todo juicio o litigio de cualquier clase o naturaleza”-facultad del Director Ejecutivo-). Más adelante, en la misma escritura en su cláusula vigésimo tercera se hace plena aplicación del régimen de responsabilidad separada establecida en el reglamento, de todos modos creemos que esta circunstancia puede ser fuente de conflictos entre las empresas y la autoridad, por ello es que intentaremos responder éstas y otras pregunta, al referirnos a la indisponibilidad del marco regulatorio por parte de las empresas eléctricas.

4.- El Título Quinto trata de los “Órganos Técnicos”, señalando que para los efectos del DS 327/97, la sociedad tendrá un órgano técnico denominado **Directorio** CDEC (SIC o SING) DS 327/97, agregando que su “conformación, funciones, obligaciones, funcionamiento y labores técnicas y administrativas se ajustarán en todo a lo dispuesto en dicho Decreto Reglamentario” (art. 7° escritura social). Llama la atención que el Directorio, sea calificado

como un órgano *técnico*, ya que precisamente de acuerdo a la organización interna del CDEC establecida en el DS 327/97, el Directorio es más bien un órgano de carácter resolutivo, siendo órganos técnicos la Dirección de Operación y la Dirección de Peajes. Más aun el propio reglamento señala como primera función del Directorio la de “velar por el cumplimiento de las funciones que el presente reglamento y el reglamento interno asignan al CDEC”(art. 176 a) DS 327/97), disposición que manifiesta el carácter de órgano supra-ordenador dentro del CDEC, el que también se desprende de sus demás funciones que consigna este mismo artículo 176, las que no se avienen con un carácter técnico, como pretende el contrato en cuestión.

6.- En lo que resta, especialmente en cuanto a su estructura interna se recoge íntegramente lo dispuesto en el DS 327/97, señalando la cláusula octava, que “la sociedad tendrá al interior de su estructura, una Dirección de Operación, una Dirección de Peajes, y un Centro de Despacho y Control, cuyas funciones y obligaciones se sujetarán en todo a lo dispuesto en el citado Decreto Supremo”.

7.- Otro aspecto relevante es el que dice relación con el ingreso de nuevos integrantes, la escritura social en su título decimosexto, cláusula novena dice: “Dado el objeto de la sociedad. Será obligación de los socios y por ende de la sociedad, aceptar la solicitud de ingreso de cualquier empresa que de conformidad con las disposiciones del Reglamento Eléctrico, tenga la obligación o la opción de incorporarse al Centro de Despacho Económico de Carga.” La escritura no deja dudas a un tema que podría ser origen de conflicto, y señala acertadamente, consideramos, que la razón de permitir el ingreso de nuevos integrantes, está dada por el objeto de la sociedad y aunque el contrato no lo dijiera, de todos modos la sociedad en cumplimiento de su objeto social lo debería permitir. Otro tema distinto es el caso que pueda presentarse con un nuevo integrante del CDEC, que de acuerdo a la ley y al reglamento deba o pueda integrar este organismo y se niegue a formar parte de esta sociedad, en este caso somos de la opinión que el nuevo integrante del CDEC no está obligado a ingresar a la sociedad, en primer lugar porque es una garantía constitucional el que nadie puede ser obligado a pertenecer a una asociación (Art. 19 N° 15

C.P.R.) y luego porque como diremos más adelante este contrato, como lo es por regla general, resulta inoponible a quienes no hayan concurrido a él con su voluntad.

5.6.- Indisponibilidad del Marco Regulatorio por parte de las Empresas Eléctricas:³⁰

Como ya hemos señalado es en el sector generación donde se observa un mayor grado de libertad en el acceso a la actividad, no siendo imperativo el contar con una concesión para poder desarrollarla. Lo que da origen a una situación de tensión o una diferente apreciación, en cuanto a que por un lado las empresas generadoras perciben la actividad de producción de energía eléctrica como una actividad “libre”, que se desarrolla en el ámbito de la autonomía de la voluntad y la libertad económica. Y por otra parte, la autoridad ve a la generación de electricidad dentro del ámbito de la actividad “prestacional” del Estado (aquella en que la administración satisface directamente una necesidad pública mediante la prestación de un servicio a los administrados), y a pesar de que, sin embargo, ésta se ha “despublicado” permitiendo su desarrollo sin necesidad de concesión (art. 2° en relación con el art. 4° inc, final), esto no significa, en opinión de la autoridad,³¹ que haya dejado de constituir una actividad de *servicio público*, en cuanto provee un bien de utilidad pública.

Si bien nadie puede negar que la producción de energía eléctrica es una actividad regulada, calificarla de servicio público, cuando la ley eléctrica concibe como tal, solamente a la distribución realizada mediante concesión (art. 2 N° 2 DFL 1/82), merece nuestras dudas.

A continuación sustentaremos la afirmación, de considerar a la generación como una actividad “especialmente regulada”, teniendo presente que una de las fuentes principales de esta regulación, proviene precisamente de la existencia del CDEC, como organismo de coordinación, cuyas órdenes son obligatorias tanto para quienes realizan la actividad por medio de una concesión, como para aquellos que no cuentan con ella.

³⁰ Con el término “indisponibilidad”, queremos reflejar la situación de las empresas eléctricas, en el sentido que ellas no podrían invocar sus contratos para sustraerse al cumplimiento de una obligación generada por la ley y el reglamento.

³¹ Informe presentado en autos sobre Recurso de Protección, Ingreso Corte N° 2868-99, pag. 191 y sgtes.

En primer lugar, las empresas generadoras están sujetas a las normas legales y reglamentarias que regulan el sector, como se desprende del propio artículo primero de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 1/82) que señala: “La **producción**, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y las tarifas de la energía eléctrica y la funciones del estado relacionadas con estas materias se regirán por la presente Ley”. A esto hay que agregar que el artículo 81 de la misma ley, en su inciso segundo impone la obligación de coordinación, para aquellos concesionarios que operen interconectados, luego en el inciso tercero dice que “Esta coordinación deberá efectuarse de acuerdo con las normas y reglamentos que proponga la Comisión”, llamado que debemos entender hecho al DS 327/97, también como veremos, al reglamento interno del CDEC y a las Resoluciones del Ministro de Economía que resuelven las divergencias. Pero la norma que al efecto es fundamental, la constituye el inciso quinto del artículo 81 que reza a la letra “La operación de aquellas centrales y sistemas de transmisión que **no** habiéndose establecido mediante concesión, operen en sincronismo con el sistema, deberá ceñirse a las normas y reglamentos de coordinación de la operación que se mencionan en este artículo”, es en esta disposición, junto con el artículo 1º, en que nos basamos para afirmar que, a pesar de que las empresas generadoras pueden desarrollar su actividad sin haber obtenido una concesión para ello, éstas quedarán de todos modos sometidas a las normas legales y reglamentarias que regulan su actividad.

Un segundo argumento que sustenta nuestra afirmación, lo encontramos en la existencia de un organismo especializado de la administración del Estado, como la Superintendencia de Electricidad y Combustibles- en adelante SEC-, servicio autónomo encargado de fiscalizar y supervigilar el “cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre *generación*” y demás actividades del sector eléctrico (artículo 2º ley 18.410). La tutela permanente que ejerce la SEC, sobre la actividad de generación, confirma que ésta se desenvuelve en el ámbito de la regulación, que debe ejercerse en forma ajustada y conforme al marco jurídico del sector, constituido especialmente por la ley y su reglamento, así como por los actos administrativos convocados por esta misma ley. Dicho marco regulatorio es obligatorio para las empresas, cuya infracción puede ser sancionada por la SEC, en el ejercicio de sus atribuciones.

Agreguemos, que para quienes desarrollan la actividad en virtud de una concesión³², esta subordinación a “las normas legales” del sector, no sólo se refiere a la normativa presente, sino que también a la que se dicte en el futuro³³, lo anterior emana del hecho de tratarse de una actividad fiscalizada por un organismo público como la SEC, lo que hace que el sometimiento a las normas del sector sea continuo, no pudiendo en ningún momento las empresas escapar a él, ni aun oponiendo sus contratos.

Es pertinente señalar que el fundamento de la sujeción al marco regulatorio y a las potestades de la administración- a través de la SEC-, tiene su origen en el principio de *interés público* que inspira la legislación eléctrica, la que le reconoce una activa participación al Estado en la organización, regulación y fiscalización del sector. Pero el fundamento último y la finalidad de toda regulación de un sector de la economía, es el **bien común**, consagrado en nuestra Carta Fundamental como la misión primordial del Estado, que en su artículo 1° inciso 4° señala: “El Estado está al servicio de la persona humana y su finalidad es promover el bien común, para lo cual debe contribuir a crear las condiciones sociales que permitan a todos y cada uno de los integrantes de la comunidad nacional su mayor realización espiritual y material posible, con pleno respeto a los derechos y garantías que esta Constitución establece”. Uno de los aspectos más relevantes del bien común es la satisfacción de las necesidades públicas, para lo cual el ordenamiento jurídico dota a la autoridad de potestades, a través de las cuales ésta impone su voluntad a la de los particulares. La consecución del bien común, justifica y legitima el sometimiento de las empresas particulares, en nuestro caso las eléctricas, a la regulación del sector, especialmente si consideramos que la energía eléctrica es un bien de utilidad pública.

Al iniciar este acápite, dijimos que la autoridad percibe a la actividad de producción de energía eléctrica como un servicio público, afirmación que consideramos de dudoso fundamento siendo que, por un lado la ley eléctrica sólo califica como servicio público a la distribución realizada en virtud de una concesión (art 2° N°2, en relación con el art. 7° DFL 1 /82). Por otra parte ya dijimos que la actividad de generación puede desarrollarse con o sin concesión, lo que hace difícil considerar en forma amplia a la generación de energía

³² Es discutible que esta norma se aplique en el ámbito de la generación, actividad que se puede desarrollar con o sin concesión y hay quienes sostienen que se aplicaría solo a los concesionarios del servicio público de distribución.

³³ Ver artículo 15 DFL 1/82.

eléctrica como *servicio público*. Sin embargo la opinión de la autoridad ha sido corroborada en un reciente fallo de la Iltma. Corte de Apelaciones de Santiago, de fecha 8 de Julio de 1999, recaído en autos sobre recurso de protección deducido por la empresa Norgener S.A. Rol N° 3857-98, que en su considerando 4° declaró que “la generación, transporte y distribución de energía eléctrica es una actividad económica cuya característica es ser **servicio público** y como tal, existen en juego normas de derecho público y no meramente de orden civil”.

A pesar que la calificación hecha por la Corte puede ser cuestionable, el fallo en el resto de sus considerandos recoge en gran medida todos elementos que hemos analizado para sustentar nuestra afirmación. Por tanto, y en mérito de lo ya expuesto podemos concluir que la producción de energía eléctrica es una actividad **especialmente regulada**, lo anterior significa que el marco jurídico regulatorio de la actividad es indisponible para las empresas que la desarrollen, y que los contratos que ellas celebren, le serán inoponibles a la autoridad, toda vez que en ellos se contravenga lo dispuesto por dicho ordenamiento.

5.7.-CDEC: ¿Organismo o Sociedad de Responsabilidad Limitada?.

Todo el análisis realizado, tiene por objeto tomar una postura frente a los posibles conflictos que se pueden suscitar, a raíz de la creación de estas sociedades de responsabilidad limitada, que reúnen a las empresas integrantes del CDEC, que lleva su nombre y tiene sus mismas finalidades. Las empresas integrantes del CDEC están obligadas en virtud de dos fuentes diversas: una constituida por la sociedad, de carácter contractual y de derecho privado; y la otra, como es evidente, la encontramos en la ley eléctrica y su reglamento, que constituyen básicamente el marco regulatorio de este organismo.

Surge entonces la pregunta, de si se tratan de dos CDEC diferentes o estamos hablando del mismo organismo. No cabe dudas que entre los socios de “CDEC Ltda.” este contrato de sociedad tiene pleno valor y es perfectamente exigible, como lo será también para aquel tercero ajeno que contrate con la sociedad. Pero creemos que no ocurre otro tanto, cuando en la relación interviene la autoridad representada por algún organismo del Estado, en este caso el único CDEC es aquel que tiene su origen en la ley eléctrica y que está regulado en cuanto a sus funciones y atribuciones en el DS 327/97, es aquel organismo

que calificamos de “sui generis”, que no tiene personalidad jurídica, pero que la propia ley le encomienda una misión tan fundamental como específica, dentro de un sistema eléctrico. Es necesario aclarar que el contrato de sociedad que hemos estudiado, no es en ningún caso contrario a la ley eléctrica ni a su reglamento, ni tampoco reacio a ellos, menos a éste último, que en cierta forma le atribuye a este organismo un **principio de personalidad**, obligándolo a contar con un domicilio y atribuyéndole capacidad para contratar a personal especializado, lo que hace indispensable que éste tenga un patrimonio propio, todas ellas circunstancias, que la formación de la sociedad permite cumplir de mejor manera con lo dispuesto en el reglamento eléctrico, facilitando la actuación del CDEC en la esfera del derecho privado.

Lo que quisimos enfatizar, es el hecho de que, al ser la producción de energía eléctrica una actividad especialmente regulada -también lo son el transporte y la distribución-, los contratos que celebren las empresas eléctricas, en todo aquello que resulte contrario a la normativa del sector, serán inoponibles a la autoridad, por lo tanto si del ejercicio de las actividades propias del CDEC Ltda., se produce alguna contravención al marco regulatorio, el hecho de que la acción se fundamente en el contrato de sociedad, a la autoridad le resulta *inocuo*, la que hará efectiva las responsabilidades que correspondan, en el ejercicio de las potestades que le confiere la ley.

Capítulo VI: **Responsabilidad de los Integrantes del CDEC**

6.1.-Introducción:

El artículo 202 del DS 327/97, en sus inciso primero, dispone a la letra que: “Cada integrante del CDEC, separadamente, será responsable por el cumplimiento del presente reglamento. Las demás entidades que, conforme a este reglamento, deban sujetar la operación de sus instalaciones a la coordinación del CDEC, responderán de igual modo por el cumplimiento de las instrucciones y programaciones que establezca el CDEC.”

Esta materia será estudiada desde el punto de vista del derecho privado, teniendo en cuenta la formación del CDEC como una sociedad de responsabilidad limitada, que obliga a sus integrantes, ya no solo en virtud de la ley, sino también del contrato que han suscrito³⁴. Sin perjuicio de la responsabilidad administrativa en que pueden incurrir los integrantes del CDEC, por infracción de las normas del reglamento eléctrico, debido a que esta materia es propia del Derecho Administrativo, y esta regulada por la Ley 18.410 de la SEC y el decreto supremo N° 119, que establece el reglamento de sanciones.

Para desarrollar esta norma reglamentaria, intentaremos llevar al CDEC a un plano organicista, considerándolo un órgano colegiado, como lo es el Directorio de una Sociedad Anónima. Realizamos este paralelo, ya que ambos organismos presentan algunas características similares, como lo sería el realizar una labor administrativa dentro del ámbito societario, y como encargado de coordinar la operación de un sistema interconectado. Ambos tienen su origen en la ley, siendo el Directorio regulado íntegramente por la Ley de Sociedades Anónimas, lo que no ocurre con el CDEC cuya reciente regulación se llevó a cabo vía reglamentaria. Pero el aspecto común más relevante, lo es sin duda la función que cumplen en cuanto a ser ambos los organismos llamados a promover y proteger, en un caso el interés de la sociedad anónima y en cuanto al CDEC, su origen arranca, precisamente, del cumplimiento de las funciones propias de la coordinación, que son las señaladas en el artículo 81 del DFL 1/82. El CDEC también cuenta con un directorio cuyos miembros son representantes de cada una de las empresas que integran el CDEC y sus funciones propias se confunden con las funciones que el reglamento le asigna al CDEC (art.176 a), DS 327/97), por lo tanto el análisis de esta materia, no intenta llevar las normas aplicables al directorio de las Sociedades Anónimas y restringirlas al funcionamiento del directorio del CDEC, sino al organismo considerado en su conjunto.

6.2.-Desarrollo:

El primer problema que se nos plantea, dice relación con la naturaleza del vínculo que unen a los integrantes del CDEC, por un lado podríamos calificarlo de un contrato

³⁴ Damos por reproducido lo dicho respecto al reglamento interno en acápite 2.7 de la primera parte.

forzoso de carácter innominado o atípico³⁵. En otro sentido podríamos decir que se trata de un vínculo de carácter legal. La importancia de la discusión radica en que el acoger una u otra tesis significa que, en el primer caso, debemos aplicar las normas de la responsabilidad contractual, y en caso de admitir la tesis del vínculo legal, haremos aplicación de las reglas legales sobre responsabilidad extracontractual o aquiliana. Señalaremos brevemente las consecuencias concretas de aceptar una u otra teoría:

a) En cuanto a la capacidad: No tiene mayor importancia, ya que partimos del supuesto que, tanto las empresas eléctricas como sus representantes son plenamente capaces.

b) En relación con la graduación de la culpa, que es sólo procedente en la responsabilidad contractual, el tema podría cobrar importancia ya que ni la ley ni su reglamento dan reglas respecto a la diligencia que deben emplear los integrantes del CDEC.

c) Para que se entienda configurada la responsabilidad contractual se requiere mora del deudor, el DS 327/97 señala que la responsabilidad arranca del incumplimiento del reglamento, por su parte ya señalamos al estudiar la escritura de constitución de la sociedad, que ella hace plenamente aplicable el reglamento eléctrico, por lo tanto desde el punto de vista de los socios, cae en mora aquel que incumple con lo establecido en los estatutos sociales, que en la especie comprende las infracciones al DS 327/97. Lo anterior da pie a sostener, que se trataría más propiamente una responsabilidad contractual.

d) El Reglamento Eléctrico, sostiene que cada integrante es responsable separadamente, de donde se desprende, que en caso de existir más de un responsable, se trataría de una responsabilidad simplemente conjunta y no solidaria³⁶ como en materia extracontractual. En este punto, tratándose de la responsabilidad en que incurren dos o más directores de una S.A., podemos observar que la Ley de Sociedades Anónimas la considera como una fuente de responsabilidad solidaria, lo que es consecuente con la doctrina que considera como un vínculo de carácter legal al que une a la sociedad y sus directores.³⁷

e) En materia de prescripción la situación es diversa en materia extracontractual, en que el plazo es de cuatro años contados desde la ocurrencia del hecho generador de responsabilidad

³⁵ Respecto al carácter contractual del CDEC nos remitimos a lo dicho en el acápite 5.3.

³⁶ Así lo ha señalado la Corte Suprema en causa “NorOeste Pacífico Generación de Energía Limitada S.A. con Superintendencia e Electricidad y Combustible” Rol 1946-2000 RVDJ año 2000, tomo II, segunda parte secc. 7º, pag. 150.

³⁷ A favor de esta tesis del vínculo legal se manifiesta el profesor Alvaro Puelma, en su obra “Las Sociedades” tomo II, pag. 556.

(art. 2332 del Código Civil). Si la responsabilidad es contractual, se aplica la prescripción general extintiva de acciones judiciales de cinco años (art.2515 de C. Civil).

f) Por último, tratándose del peso de la prueba, en materia contractual basta con acreditar el incumplimiento de la obligación para imputar responsabilidad al infractor, el cual para eximirse debe probar el caso fortuito. En materia de responsabilidad extracontractual es preciso acreditar la culpa o dolo del autor del daño en el hecho o acto por el cual se le imputa responsabilidad, la que se presume es la responsabilidad contractual.

Analizando el tema, a la luz de la responsabilidad entre sus integrantes, nos inclinamos a pensar que el vínculo que une a los integrantes del CDEC es, en este caso, de carácter contractual, a pesar que su origen lo encontramos en la ley, y a que se encuentra regulado vía reglamentaria, no podemos desconocer el valor del vínculo que une a los integrantes del CDEC del momento que suscriben un contrato de sociedad. Si bien ya dijimos que la actividad de generación es una actividad especialmente regulada, dentro de los tres sub-sectores del mercado eléctrico es precisamente en la generación donde podemos observar un mayor grado autonomía del sector privado en el desarrollo de esta actividad.

Otro aspecto que no menciona el reglamento eléctrico en su articulado relativo al CDEC, dice relación con la exoneración de responsabilidad mediante la oposición de alguno de sus integrantes concurrentes a un acuerdo o medida, susceptible de generar responsabilidad. En esta materia me remitiré expresamente a lo señalado en el art. 48 inc. 4° de la Ley de Sociedades Anónimas, que permite al director que quiera salvar su responsabilidad por un acto o acuerdo del directorio, hacer constar en el acta respectiva su oposición, debiendo darse cuenta de ello en la próxima junta de accionistas. La disposición exime de responsabilidad si el director vota en contra de un acuerdo y ello consta en actas. Recordemos que el CDEC, está compuesto junto con la dirección de operación y la dirección de peajes, por un Directorio, que está formado por un representante de cada una de las entidades que lo integran. Los acuerdos se toman por unanimidad o por simple mayoría, dependiendo de la materia de que se trate (arts. 176 y 177 DS 327/97). El tema de

la exoneración de responsabilidad, cobra importancia no solo tratándose de los acuerdos de mayoría, ya que en los casos en que no se produzca la unanimidad los acuerdos se cumplen provisionalmente según la decisión que hubiere obtenido mayoría en la respectiva votación. (art. 179 inc. 4°).

En el caso de un director de una Sociedad Anónima, éste incurre en responsabilidad si se abstiene, y el acto se lleva a cabo, o se trata de un acto que la ley obliga a realizar. En ningún caso un director tiene responsabilidad por actos del directorio en que él no ha participado, lo que es consecuente con la regla de que cada persona responde de sus propios actos. Me inclino a pensar que esta regla de la exoneración de responsabilidad, sería de enorme utilidad debido a las numerosas divergencias que se producen al interior del CDEC, muchas de las cuales versan sobre materias susceptibles de ser fuentes de responsabilidad y a esto le debemos agregar, el no muy expedito mecanismo de solución.

Capítulo VII: **Los Organismos de Coordinación en Latinoamérica y España**

7.1.- Introducción:

En Chile el proceso de privatización del sector eléctrico, se inicia a comienzos de los 80 con la dictación del DFL 1/82, como es sabido nuestro país fue pionero en esta materia, pero en las demás naciones latinoamericanas e incluso en España los procesos de privatización del sector eléctrico son más recientes, más aun en algunos países como México y Brasil recién se encuentra en proceso de estudio el marco regulatorio que permitiría el ingreso de agentes privados al sector eléctrico, hoy en manos del Estado.

Las principales razones de este proceso de privatización del sector eléctrico, se debe a los altos costos de inversión que este requiere, necesidad que escasamente ha podido ser cubierta por el sector público. Situación que ha hecho indispensable establecer una normativa adecuada que signifique un incentivo real para que la empresa privada invierta

en el sector. Es necesario señalar también que la nueva regulación, parte del supuesto que en el sector generación es donde mejor se puede presentar un mercado competitivo.

Uno de los aspectos más relevantes en esta nueva configuración del sector eléctrico que se puede observar en los países latinoamericanos, es la creación de organismos de coordinación, cuyas funciones principales son: realizar el despacho de las generadoras y operar físicamente el sistema eléctrico, teniendo como principal finalidad la operación a mínimo costo bajo condiciones de seguridad. La necesidad de establecer estos organismos de coordinación obedece, como ya lo hemos mencionado en otra oportunidad,³⁸ a la imposibilidad de almacenar cantidades apreciables de energía eléctrica, lo que obliga al seguimiento instantáneo de la demanda y al despacho coordinado de las centrales generadoras, a esto hay que agregar la necesidad de mantener niveles de seguridad apropiados.

En los párrafos siguientes, se desarrolla brevemente la estructura que tienen los organismos de coordinación en Argentina, Colombia, Bolivia, Perú, España, se hace mención también al proyecto de reforma del sector eléctrico Mexicano, en materia de regulación del mercado de generación.

7.2.-Argentina:

La ley eléctrica Argentina del año 92, dispuso la creación de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima). Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del sistema interconectado nacional.

El CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público, los accionistas principales son las empresas que participan del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con un 80% el que se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno. Junto a los agentes del MEM, se encuentra representado el interés general del Estado Argentino, a través del ministerio público con un 20% de la acciones,

³⁸ Nos referimos a lo expuesto en el Capítulo II, sobre el fundamento de la existencia del CDEC.

Al CAMMESA al igual que al CDEC, se le asigna el cumplimiento de determinadas funciones con un marcado propósito público, a saber:

1. Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético
2. Coordinar la operación centralizada del SIN (Sistema Interconectado Nacional) para garantizar seguridad y calidad.
3. Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinan en base al costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros.

El CAMMESA actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

7.3.-Colombia:

El marco regulatorio global que escogió este país, está orientado a organizar de manera eficiente y económica las transacciones que se realizan entre los distintos agentes del sector eléctrico, cumpliendo al mismo tiempo con los criterios de operación confiable y segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El enfoque adoptado condujo al diseño del denominado Mercado Mayorista de Electricidad, el cual entró en funcionamiento el 20 de Julio de 1995 y que está definido como el "Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica

en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables".

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, está soportado en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores") donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot" con resolución horaria y, un operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho-CND). El Centro Nacional de Despacho, es la dependencia encargada de la planificación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación(CNO).

El Consejo Nacional de Operación es el organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. El Consejo Nacional de Operación esta conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución.

7.4.-Bolivia:

En Bolivia existe el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que fue creado por la Ley de Electricidad (Ley 1604) como entidad responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El CNDC está conformado por un representante de cada sector del MEM: Generación, Transmisión y Distribución, Consumidores no Regulados y un representante de la Superintendencia de Electricidad que ejerce la Presidencia del CNDC.

El CNDC ejecuta sus funciones mediante su Unidad Operativa, la cual está conformada con personal especializado en sistemas eléctricos de potencia, en especial en programación y coordinación de la operación de sistemas eléctricos, comunicaciones, medición de energía y otros campos.

Las principales funciones del CNDC, establecidas en la Ley y sus Reglamentos son:

- a) Planificar la operación del SIN para satisfacer la demanda en forma segura, confiable y a mínimo costo.
- b) Administrar el MEM.
- c) Realizar el despacho de carga en tiempo real.
- d) Establecer el balance valorado de las transacciones de energía y potencia entre los agentes.
- e) Dictar normas operativas de operación y administración.
- f) Calcular precios de nodo (precios de nudo en Chile)

7.5.-Perú:

El organismo encargado de la coordinación del sistema eléctrico en Perú, toma el nombre de Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado(COES), es una persona jurídica de derecho público interno con autonomía técnica, económica, financiera y funcional, constituida por la empresas de generación y transmisión principal interconectadas en el sistema, con los fines a los que hace referencia la Ley de Concesiones Eléctricas, que en general coinciden con las finalidades genéricas que cumplen los organismos de coordinación.

7.6.-España:

La ley eléctrica española de año 97 (Ley 54/97) y el Real Decreto 2019/97, que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, disponen la creación de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S.A., a esta sociedad le corresponde realizar las funciones que la ley le encomienda al operador del mercado. Pueden ser accionistas de esta sociedad, cualquier persona física(natural) o jurídica siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 10%. Asimismo, la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no deberá superar el 40%.

Algunas de las funciones de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. son las siguientes:

a)Asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad.

b)La recepción de las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los titulares de las unidades de producción de energía eléctrica.

c)La recepción y aceptación de las ofertas de adquisición de energía y las garantías que, en su caso, proceden.

7.7.-Mexico:

El mercado eléctrico mexicano se encuentra, en casi su totalidad (90%), en manos del Estado, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El año 1992, hubo un intento de incluir al sector privado en la generación, el que ha tenido poco éxito ya que las empresas generadoras se ven obligadas a vender su electricidad a la CFE. Existe en la actualidad un proyecto que tiene por objeto liberalizar definitivamente el sector eléctrico, ampliando la competencia especialmente en materia de generación, para ello se propone la creación de un organismo público descentralizado, encargado de operar el mercado eléctrico, denominado Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional(COSEN), se trata de un órgano no lucrativo cuyas funciones son coincidentes con las de un organismo de coordinación.

7.8.-Conclusiones:

Como se puede observar, diversas son las formas jurídicas que adoptan los organismos de coordinación, algunos dotados de personalidad jurídica de derecho público y otros formados a través de sociedades mercantiles que la misma ley ordena constituir. Pero podemos concluir que más allá de la naturaleza jurídica que estos presenten, sus funciones y finalidades son similares y están inspiradas en los mismos principios que consagra nuestro artículo 81 del DFL 1/82.

Otro tema que surge del análisis de este capítulo, es la importancia de integrar al CDEC a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores, especialmente tratándose del CDEC-SING, en que la participación de ellas permitiría, dadas las características del SING (en que gran parte del consumo está representado por las grandes empresas mineras), una mejor coordinación, aumentando las condiciones de seguridad en que opera este sistema.

Capítulo VIII: **Solución de Conflictos:**

En los inicios del CDEC el número de divergencias en su interior se mantuvo considerablemente bajo, las que hasta al año 1995 no superaban un promedio de cinco al año, luego y especialmente en los últimos años por diversos factores especialmente debido al ingreso de nuevos actores, a la situación de escasez vivida especialmente por causa de la sequía y a los altos montos que representan las transferencias de energía y potencia, el número de divergencias y la conflictividad al interior del CDEC ha experimentado un aumento alarmante, llegando el año 99 a superar las veinte divergencias resueltas por el Ministerio de Economía.

Bajo la vigencia del D N°6/85 , las discrepancias que se producían a su interior eran sometidas al directorio, el que como sabemos estaba integrado por un director titular y un director subrogante en representación de cada empresa, debiendo adoptar sus acuerdos por unanimidad disponiendo cada empresa de un voto. A falta de unanimidad se generaba lo que llamamos una “divergencia” que conforme a la ley debía ser resuelta por el Ministerio de Economía en un plazo máximo de 120 días, previo informe de la CNE, rigiendo entretanto el acuerdo adoptado por la mayoría (art. 8°inc.final D N°6/85).

El actual reglamento junto con ordenar la constitución del CDEC independiente, que se materializa a partir de junio de 1999, introdujo un particular mecanismo para resolver las divergencias producidas al interior del CDEC. Digamos en primer lugar que el Directorio sigue siendo controlado por las empresas, pero la Dirección de Operación y la Dirección de Peajes ahora son independientes, y en caso que un miembro discrepe con alguna de sus decisiones, puede llevar la controversia al Directorio. En estos casos, es decir respecto a los conflictos que le sometan la Dirección de Operación o la Dirección de Peaje, el Directorio debe adoptar sus acuerdos por unanimidad (también en las materias señaladas en las letras d) y h) del art. 176 del DS 327/97), pero cuando la falta de unanimidad impida adoptar el acuerdo y la divergencia se produjere con motivo de la aplicación del reglamento de la ley eléctrica o del reglamento interno del CDEC, el Directorio deberá requerir la opinión del **Comité de Expertos**.

La gran novedad de este nuevo mecanismo es la creación de este Comité de Expertos, el que deberá estar integrado por dos ingenieros y un abogado. Su misión es emitir un informe y una recomendación a requerimiento del Directorio, en un plazo de 30 días. Este informe y recomendación son sometidos a consideración del Directorio, el que deberá sesionar especialmente para este efecto, para luego proceder a una nueva votación. Si en esta segunda convocatoria no se logra el acuerdo, se recurre al Ministerio de Economía para que resuelva, previo informe de la CNE. Para estos efectos, el Directorio deberá requerir la intervención del Ministro, en escrito fundado, adjuntando el informe y recomendación del Comité de Expertos y los demás antecedentes que correspondan dentro del plazo de siete días contados desde la última votación. La solicitud sólo será admisible cuando reúna todos los antecedentes anteriores y se refiera a divergencias o conflictos producidos con motivo de la aplicación del reglamento de la ley eléctrica o del reglamento interno del CDEC, en caso contrario el Ministro tendrá un plazo de siete días para declarar inadmisibles la petición. (art.178 DS 327/97).

Cuando la solicitud cumpla con todos los requisitos, el Ministro dictará una resolución sobre la materia objeto de la divergencia, previo informe de la CNE, en un plazo de 60 días contados desde la respectiva presentación. La resolución del Ministro sustituirá el acuerdo que la divergencia impidió adoptar, así como las normas pertinentes del reglamento interno, y producirá sus efectos a contar de la fecha de la votación respectiva, salvo que la resolución señale, expresamente un plazo de vigencia diferente.

Es importante señalar que en el tiempo intermedio entre que se produce la divergencia y la resolución del Ministro, el CDEC puede aplicar provisionalmente la decisión que hubiere obtenido mayoría en la votación en que no se logró la unanimidad. Para este efecto, el Directorio deberá también acordar la aplicación provisional en votación separada, dirimiendo el voto del Presidente para el caso de empate. (art. 179 DS 327/97).

Sin duda la creación del Comité de Expertos tuvo la intención de evitar que los conflictos que se produjeran al interior del CDEC llegaran a manos del Ministro de Economía para su resolución. Lamentablemente su estreno se produjo en un muy mal momento, cuando la conflictividad al interior del CDEC alcanzaba su punto más álgido, en medio de la crisis y habiendo vivido el sistema una situación de racionamiento, lo que significó que su implementación y puesta en marcha no cumpliera con los objetivos que se

tuvieron en mente al momento de su creación, ya que cada divergencia que se inició fue resuelta por el Ministro, pasando a ser el informe y recomendación del Comité de Expertos un antecedente más que se tomó en cuenta para la resolución de la divergencia. Pero no por ello podemos afirmar que su creación haya sido innecesaria, ni menos un fracaso. En este sentido, y con la intención de conocer con mayor profundidad su naturaleza, podemos analizar al Comité de Expertos desde dos puntos de vista, como una instancia de mediación y como un organismo técnico, similar a un perito cuyo informe el Ministro está obligado a tener en consideración para la resolución de las divergencias que son sometidas a su conocimiento.

Antes que todo, aclaremos que cuando nos referimos al Ministro de Economía como el órgano encargado de resolver las divergencias, no estamos hablando de una actividad jurisdiccional sino netamente administrativa, ya que siempre quedará a salvo para quienes se vean involucrados en el conflicto la posibilidad de iniciar las acciones judiciales a que hubiere lugar.

Hecha la aclaración y considerando a la obligación, impuesta por el DS 327/97, de escuchar al Comité de Expertos como una instancia de mediación, digamos que dentro del ámbito del derecho procesal y más específicamente dentro de las formas de solución de un conflicto de intereses, la mediación se define como: “Un medio autocompositivo de carácter extrajudicial bilateral y asistido, destinado a precaver un litigio eventual o a poner término a un litigio pendiente”. Nos permitimos hacer este paralelo teniendo en cuenta algunas características comunes, ya que entendemos que el principal objetivo del Comité de Expertos es “precaver un litigio eventual”, que en este caso significaría llevar la divergencia para la resolución del Ministro de Economía.

Por otro lado el hecho que sea asistida, significa que el rol del mediador será acercar a las partes y facilitar la comunicación entre ellas a fin de que lleguen a por sí mismas a la solución del conflicto, sin que al mediador le corresponda un papel decisorio en el conflicto al quedar dicha facultad radicada exclusivamente en la partes, que en este caso están representadas por los miembros del Directorio del CDEC, no pudiendo por ello considerar al Comité de Expertos como un árbitro, ya que su función podemos considerarla sólo como colaborativa. Podemos decir también que se trataría de un proceso de mediación de carácter obligatorio, ya que el Directorio está obligado a requerir la opinión del Comité de Expertos.

Otra característica de la mediación es su informalidad relativa y flexible, no teniendo etapas preestablecidas, teniendo el mediador libertad para convenir con las partes las diversas etapas que debe contemplar dicho proceso.

Finalmente una de las características más peculiares de la mediación como mecanismo de solución de conflictos es la necesidad de creatividad que debe emplear el mediador, debiendo para ello durante el proceso de mediación suavizar los ánimos encrespados, actuar como un guía imparcial de la discusión y asegurar que todas las partes tengan oportunidad de hablar, ayudar a diferenciar intereses de posiciones, trabajar con las partes para idear soluciones creativas que cubran sus respectivas necesidades, ganarse la confianza de las partes de modo que compartan con él información confidencial, mantener viva la negociación cuando las partes están dispuestas a abandonar, etc.³⁹

Puede parecer extraño que hagamos todo este análisis de la mediación teniendo en cuenta que lo único que ordena el reglamento es que el Comité de Expertos evacue un informe y una recomendación, pero no olvidemos que para ello tiene un mes, tiempo suficiente para realizar su labor mediadora acercando la posición de las partes en disputa, con miras a la próxima sesión del Directorio en que será nuevamente votada la divergencia.

Desde otro punto de vista y teniendo en cuenta lo dicho anteriormente en cuanto la efectividad que ha tenido la creación del Comité de Expertos, podemos considerarlo como un órgano de carácter técnico, que permite compararlo a una especie de perito. Recordemos que el informe de peritos: “es un medio de prueba que consiste en la opinión emitida en un proceso por una persona que posee conocimientos especiales de alguna ciencia o arte, acerca de un hecho sustancial, pertinente y controvertido o de alguna circunstancia necesaria para la adecuada resolución de un asunto”⁴⁰. De acuerdo a este concepto podemos concluir que existen algunos aspectos comunes entre la función del Comité de Expertos y el informe de peritos como medio de prueba. Para aclarar el primer punto, esto es que se trata de una opinión emitida dentro de “un proceso”, me remito a lo ya señalado respecto a que la solución de las divergencias de enmarcan dentro del ámbito administrativo y no son ejercicio de la jurisdicción, lo que no obsta a que también este

³⁹ Resolución de Conflictos Técnicas de actuación en los ámbitos empresarial, familiar y legal. Linda R. Singer. Páginas 36 y 37. Editorial Piados. Primera Edición.

⁴⁰ Concepto que da el profesor Cristián Maturana Miquel, en pag. 111 de “Los Medios de Prueba” central de apuntes de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile 1999.

mecanismo de solución de divergencias, establecido por el DS 327/797, pueda considerarse un proceso en un sentido amplio del vocablo.

Respecto a los demás elementos del concepto de informe de peritos como medio de prueba, no cabe duda que existe una enorme coincidencia con el órgano objeto de nuestro análisis. Por cierto que el Comité de Expertos se entiende que tiene conocimientos especiales, es por ello también que se encuentra conformado por tres profesionales, dos ingenieros y un abogado, la decisión de la proporción de profesionales que lo integran pudiera parecer arbitraria, pero no hay que olvidar que se trata de materias de alta complejidad técnica que hacen indispensable la presencia mayoritaria de ingenieros. En cuanto a la calidad de los hechos sobre los cuales el perito en general emite su informe, esto es que sean sustanciales pertinentes y controvertidos o de alguna circunstancia necesaria para la adecuada resolución del conflicto –conflicto que será resuelto en definitiva por el juez-, también es claro que la opinión del Comité de Expertos recae sobre hechos que reúnen estas mismas características, no olvidemos que su intervención es requerida cuando no se logra unanimidad en las decisiones del directorio, con motivo de la aplicación del reglamento eléctrico o del reglamento interno del CDEC. En el caso del Comité de Expertos, su opinión será considerada por el Ministro de Economía al momento de resolver el conflicto o divergencia en este caso.

En conclusión hemos analizado el Comité de Expertos desde dos ópticas diferentes, como un mediador, rol que predominará y será más visible en aquellos casos en que la divergencia logre ser resuelta por el Directorio del CDEC, gracias al informe y recomendación emitido por el Comité de Expertos⁴¹. Y también nos hemos referido a él como un organismo técnico que se asemeja a un perito, actuación que se percibe con mayor claridad cuando la divergencia llega a manos del Ministro de Economía para su resolución, circunstancia que desafortunadamente ha sido la tónica desde su creación, pero creemos que esto obedece a un asunto coyuntural que cambiará en un futuro cercano, logrando el

⁴¹ A modo de ejemplo, en Resolución Ministerial N° 057/1999 de 5 de Noviembre de 1999, que resuelve divergencia sobre “Redacción de los artículos 23, 29 y 31 del nuevo reglamento interno del CDEC-SIC”, la recomendación del Comité de Expertos, en una de sus primeras actuaciones, fue fundamental en la resolución del conflicto, ella consistió en incorporar un nuevo texto para el inciso quinto del art. 23 del proyecto del reglamento interno.

Comité de Expertos cumplir el objetivo para el cual fue creado, destacándose mayoritariamente su rol de mediador en los conflictos que se susciten al interior del CDEC.

Tercera Parte

LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS AL INTERIOR DEL CDEC Y MECANISMOS PARA HACER EFECTIVO EL CRÉDITO DE LA EMPRESA EXCEDENTARIA

Introducción.

Es sabido que el sub-sector generación, se sustenta en dos principios básicos: el libre ingreso a la actividad y la libre competencia de sus actores. Sin embargo y paralelamente a ello, el funcionamiento de los productores hidro o termoeléctricos se encuentra fuertemente regulado; careciendo de autonomía al momento de decidir quién produce energía en un determinado momento. Tal cuestión, corresponde ser resuelta por el CDEC, al despachar a aquellas empresas más eficientes primero y, a medida que aumenta la demanda, a las entidades productoras que detentan mayores costos de operación; cumpliendo así, con la finalidad prescrita en el artículo 81 del DFL 1/82 (garantizar la **operación más económica** para el conjunto de sistema eléctrico).

A su vez, en tanto las empresas generadoras son actores privados, su actividad tiene por objeto la generación de riqueza, siendo de primordial importancia la manera en que éstas participen en el mercado eléctrico. Sobre el particular, las empresas generadoras tienen dos formas de intervenir en el mercado eléctrico de la energía. La primera, denominada *mercado spot*, que permite a los productores vender la energía a costo marginal instantáneo⁴² (artículo 91 del DFL 1/82). Y, la segunda, conformada por los contratos de suministro que los productores de electricidad convengan con sus clientes

⁴² Artículo 330 N° 9 DS 327/97: Costo marginal de suministro: 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.

(libres o regulados), en los que el precio de la energía se determinará por el simple acuerdo de las partes o será equivalente al precio de nudo, respectivamente.

Por otro lado, las transferencias de energía -que se originan justamente por la interacción de ambas formas de participar en el mercado eléctrico-, se valorizan de acuerdo a los costos de operaciones de la central marginal (la central más cara despachada al momento de realizarse la transferencia), el que por ser tan variable, debe considerarse como un factor crucial al momento de llevar a cabo la política comercial elegida, demostrándose en consecuencia, la gran importancia que implica para cada una de las entidades productoras optar por una fórmula adecuada que les permita generar riqueza, considerando los dos elementos ya indicados (costo marginal -variable- y precio de suministro de la energía a clientes).

Se debe destacar que las decisiones comerciales de cada uno de los partícipes del sub-sector generación no es simple, porque en ciertos casos el valor del costo marginal puede tornarse en extremo inestable. Ejemplo de ello, es lo sucedido en situaciones de sequía (como la vivida entre 1998 y el primer semestre de 1999), en que las transferencias de energía se valorizan a un precio muy superior a su valor promedio -que oscila entre 10 y 20 mill/kWh⁴³-; lo cual además, se ve agravado por lo dispuesto en el artículo 99 bis del DFL 1/82, que establece que en períodos de racionamiento⁴⁴, éstas se valorizan al costo de falla, muy por sobre al costo marginal promedio del sistema.

Circunstancias como las anteriormente expuestas, han llevado al sistema a su límite, evidenciando la existencia de un gran problema jurídico, provocado porque en ciertas ocasiones, algunas empresas generadoras simplemente no han pagado la totalidad del precio que corresponde en razón de las transferencias de energía, argumentando que no está correctamente determinado el costo marginal, sin que exista una herramienta eficiente establecida en la ley para garantizar estos pagos, más aún cuando la empresa titular del crédito derivado de la transferencia de energía, no puede negar el suministro de electricidad

⁴³ Fuente: Díaz, Carlos; Galetovic, Alexander y; Soto, Raimundo. “*La crisis eléctrica de 1998-1999: Causas, Consecuencias y Lecciones*”. Estudios Públicos, documento de trabajo, página 160;.

⁴⁴ Condición que se crea cuando el sistema no es capaz de abastecer en su totalidad la demanda de energía del sistema, bajo condiciones normales de calidad de servicio (264 inc. 2° DS 327/97).

al sistema (dentro del cual se haya incluido su deudor), ya que siempre debe preservar la seguridad del sistema (artículo 81 N°1 del DFL 1/82).

Un escenario como el indicado precedentemente, es desde todo punto de vista injusto, puesto que en la práctica constituye una manera de eludir lo establecido en los artículos 91 del DFL 1/82 (las transferencias de energía entre empresas generadoras se valorizarán de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico); 171 del DS 327/97 (las instrucciones de coordinación del CDEC son obligatorias para las centrales generadoras y líneas de transporte); 256 DS 327/97 (las transferencias de energía serán valorizadas de acuerdo a los costos instantáneos del sistema eléctrico); 257 DS 327/97 (las transferencias de energía se entenderán compuestas por los componentes básicas de la energía expresados en kWh) y; 266 del DS 327/97 (cada generador con saldo neto mensual negativo –deficitario–, pagará dicha cantidad antes del día 22 de cada mes a los generadores que tengan un saldo neto mensual positivos –excedentarios–), por parte de la empresa deudora, quien mientras tanto continúa recibiendo los pagos de su cliente, en virtud del contrato de suministro.

Por tanto, en esta parte se pretenderá al menos, establecer cuál es la naturaleza jurídica de las transferencias de energía, los efectos que emanan de ellas y los diferentes medios que puede ejercer la entidad acreedora en busca de un efectivo cumplimiento de su derecho.

Capítulo I: Las Políticas Comerciales de las Empresas Generadoras Eléctricas

1.1.- Conceptos previos⁴⁵

a) *El costo marginal:*

El costo marginal se encuentra definido en el artículo 150 letra f) del DFL 1/82 y 330 N° 9 del DS 327/97 como: “*Costo marginal de suministro: 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.*”

Para la determinación del costo marginal, el CDEC-SIC utiliza el sistema matemático OMSIC; el que de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 264 del DS 327/97 y 108 del Reglamento Interno, considera los siguientes elementos:

- 1) Estadísticas Hidrológicas: Incluye la estadística de los últimos 40 años de los caudales de las cuencas asociadas a las centrales hidroeléctricas, en base a lo cual el CDEC determina una probabilidad de disponibilidad del recurso hídrico. En el artículo 264 del DS 327/97 se señalan como *los costos de oportunidad de las energías embalsadas*, que serán determinados conforme a los modelos matemáticos, la información y los procedimientos aplicados para la planificación y programación de la operación.
- 2) Disponibilidad del parque generador: Este elemento toma en consideración el mantenimiento, historial de fallas, entrada y salida de centrales en el sistema.

En cuanto a las restricciones del sistema de transmisión (cuando no hay capacidad suficiente en los sistemas de transmisión como para transportar la energía generada de un punto a otro), no se encuentran incluidas en este modelo, pero como ello implica restringir la generación, se representa como limitaciones de las empresas generadoras para producir energía en un determinado momento (disponibilidad del parque generador).

⁴⁵ Si bien estos conceptos han sido tratados en la primera parte de este trabajo, decidimos incorporarlos en este capítulo de manera más funcional, toda vez que se encuentran íntimamente ligados con las políticas comerciales de las empresas generadoras.

- 3) Costo de falla o costo de racionamiento: Es el costo promedio en que incurre la totalidad de los consumidores al no tener disponibilidad de un kW de energía y tener que generarla con generadores de emergencia si así conviniera (artículo 99 N° 2 del DFL 1/82 y artículo 330 N° 8 del DS 327/97).
- 4) Tanto el DS 327/97, como el Reglamento Interno del CDEC-SIC, disponen que también deben considerarse los costos variables de las unidades generadoras, lo que equivale a incluir el *precio de los combustibles* como otro elemento del costo marginal. Sobre el particular, el Ministerio de Economía ha indicado que es necesario acreditar el detalle de cada partida de combustible, en especial su calidad, proveedor, procedencia y precio. Respecto de los combustibles líquidos, su precio se actualizará quincenalmente y no mensualmente. En cuanto al carbón, su precio y cualidades caloríficas, deben ser puestos en conocimiento del director de operación de la Dirección de Operación en calidad de ministro de fe⁴⁶.

Es importante señalar que cada uno de los elementos de los que se compone el costo marginal debe ser justificado por cada empresa de manera que la información se valga por sí misma⁴⁷.

b) Energía firme de un generador

La energía firme de un generador, se encuentra definida en el artículo 16 transitorio del DS 327/97, como la suma de la energía firme de las centrales hidráulicas propias y de las centrales termoeléctricas propias o la que se haya adquirido de terceros a precio libremente pactado.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, la energía firme es igual a la capacidad anual de producción de energía bajo condiciones de hidrología seca, menos el agua destinada para los regantes. Para las centrales termoeléctricas, la energía firme se calcula como la capacidad anual de producción de energía, en condiciones de disponibilidad promedio de las unidades termoeléctricas, en que el término “*disponibilidad promedio*” es

⁴⁶ Resolución Excta. N° 062, del Ministerio de Economía, de 6/10/200.

⁴⁷ Así se ha resuelto por el Ministro de Economía, en la resolución exenta N° 29, de fecha 11 de junio de 1999.

el máximo de la energía anual, que como promedio pueden generar tales centrales, considerando los períodos de mantenimiento y falla.

c) Precio de Nudo de la Energía

El precio de nudo es el promedio de costos marginales de operaciones futuras esperadas (artículo 97 del DFL 1/82). Se determina a través de un sistema matemático, el modelo *GOL* (gestión óptima del lago Laja), que utiliza los mismos elementos del sistema OMSIC, esto es, la hidrología, la disponibilidad de centrales, el costo de falla y el precio de los combustibles, más el plan de obras o, para ser más claros, las centrales eléctricas cuya construcción se proyecta de manera indicativa - no vinculante - para el sector (artículo 272 DS 327/97) y finalmente, la proyección de la demanda.

Con estos elementos, la autoridad hace una estimación de los precios marginales de la energía a 10 años, luego de lo cual determina el promedio de los costos marginales de los primeros 16 trimestres, cuyo resultado es el precio de nudo, que rige entre los meses de Abril y Octubre de cada año (artículos 98 y 99 del DFL 1/82); teniendo en cuenta además, **que el precio de nudo no puede variar en más de un 10% del promedio de los precios pactados para los suministros de energía, entre las entidades generadoras y los clientes libres** (artículo 93 en relación con el artículo 101 del DFL 1/82 y 285 DS 327/97), lo que obliga a que la autoridad se mantenga en un marco real en la fijación de precios de nudo. En la actualidad, se pretende restringir el ámbito de discrecionalidad que se le concede a la autoridad, disminuyendo tal margen a un 5% solamente⁴⁸.

Así, a través del precio de nudo se determina el valor de la energía en cada nudo donde ésta es inyectada al sistema.

La Comisión Resolutiva ha señalado que el precio de nudo toma en cuenta el costo básico de la energía, más un factor de penalización (el cual aumenta en tanto se sobrecargue al sistema y se esté más lejos de los centros de consumo y disminuye –llegando incluso a ser un premio-, en la situación contraria. De manera que las centrales generadoras instaladas más el sur del país, tienen un factor de penalización alto), siendo un promedio de mediano plazo del costo marginal de largo plazo⁴⁹.

⁴⁸ Proyecto de ley que reforma el DFL 1/82, conocido como “*Ley corta*”.

⁴⁹ Comisión Resolutiva, resolución N° 488, de fecha 11/06/1997.

La determinación del precio de nudo por la autoridad, tiene las siguientes finalidades:

- i) Evitar que la posición monopólica en que se encuentra la empresa distribuidora, afecte a los consumidores finales⁵⁰.
- ii) Al ser el precio de nudo un promedio a futuro de los costos marginales, dar cierta seguridad tanto a tales usuarios, como a los posibles inversionistas del sector eléctrico, en la medida que no representa un valor tan variable como el precio spot, constituyendo una fuerte señal para el ingreso (o eventual salida) de entidades generadoras al sector.
- iii) En tanto la ley limita el margen de discrecionalidad de la autoridad al 10% del promedio de los precios que se pactan libremente entre las empresas generadoras y sus clientes, es manifiesta la intención del legislador por asimilar el precio que tendría la energía, si existiera un libre mercado en el sub-sector distribución.

Existe una importante discusión sobre la posibilidad de liberalizar o no el precio de nudo. En efecto, a favor de la primera postura se argumenta que eliminando el precio de nudo, disminuiría el costo del suministro⁵¹ y se eliminaría la intervención semestral de la autoridad, en una de las principales señales económicas utilizada por los participantes actuales y futuros del sistema.

Por otro lado, tal posición es objetada esgrimiendo que el costo político de una decisión como la propuesta es muy alto, debido a que los consumidores finales no estarían dispuestos a asumir continuas e importantes variaciones en sus cuentas de energía⁵².

⁵⁰ Así ha sido reconocido por la Comisión Resolutiva, en sus resoluciones N° 488, de fecha 11/06/1997 y N° 372 de fecha 02/06/1992.

⁵¹ Se estima que un sistema de precios flexible permitiría disminuir los precios de la energía entre un 5 y 10% a corto plazo, así como disminuir la capacidad instalada a largo plazo, en un 30%. Según datos aportados en Primeras Jornadas de Derecho Eléctrico, ob.cit., ponencia 3D “Crisis Eléctrica en California: Algunas lecciones para Chile”.

⁵² Tal problema se pretendió solucionar en el sistema eléctrico de California, liberalizando los precios generación-distribución, pero estableciendo que el suministro de distribución a los clientes finales, estaría sujeto al sistema de fijación de precios; lo que finalmente provocó la quiebra de una de las entidades distribuidoras, ya que por distintos motivos, éstas debieron adquirir la energía a un alto precio y venderla al precio fijado, sin que los consumidores finales restringieran su consumo, toda vez que no les afectaba el mayor valor de la electricidad. Por ello, se propone como solución, la liberalización total de los precios de

1.2.- Formas de Participar en el Mercado Eléctrico.

Considerando que nunca una empresa generadora puede vender más energía de la que efectivamente es capaz de producir, salvo que adquiera la capacidad necesaria para ello de otro generador (artículos 259 y 16 Transitorio DS 327/97 y 115 Reglamento Interno CDEC-SIC); puede indicarse que existen dos formas en que tales entidades pueden participar en el mercado de la generación:

- a) Contratando con clientes, sean estos regulados (artículo 90 N°3 del DFL 1/82) o libres (todo cliente que no se encuentre en la situación del artículo 90 N° 1,2 y 3 del DFL 1/82 de 1982 del Ministerio de Minería, como lo señala el artículo 91 de la ley eléctrica) y;
- b) Sin celebrar contratos de suministro, participando sólo en el denominado “*mercado spot*”.

a) Contratos con clientes regulados o libres:

a.1) Con clientes regulados:

El artículo 90 N°3 señala que son suministros a clientes regulados: "*los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a la vez suministros sometidos a fijación de precios*" (norma que se repite en el artículo 251 del DS 327/97) vale decir, los suministros de generación prestados a empresas distribuidoras de electricidad, en tanto tales empresas surtan de energía a clientes regulados. En este caso, el valor de la energía suministrada debe prestarse a precio de nudo de la energía, sin que exista la posibilidad de establecer un valor al superior por ella (pero sí, uno menor)

a.2) Clientes Libres:

energía a nivel generación-distribución-clientes finales; pero, estableciendo planes de pago para éstos últimos, eliminando así, eventuales importantes variaciones en el monto mensual a pagar.

Los suministros que una empresa generadora presta a clientes libres son: a) los contemplados en artículo 91 del DFL 1/82, como: "los suministros de energía no indicados en el artículo 90..." y; b) Los contemplados en el inciso final del artículo 90 del DFL 1/82.

En cuanto a lo establecido en el artículo 91 del DFL 1/82, corresponde indicar que tal norma se refiere a la provisión de energía efectuada desde generación a grandes clientes - de potencia conectada igual o superior a **2000 kW** -, que no sean distribuidores de energía eléctrica.

En caso que las empresas productoras contraten con este tipo de clientes -en adelante clientes libres-, **las tarifas no están sujetas a regulación alguna** y por ende, el precio de la energía se fija libremente por las partes (artículo 91 del DFL 1/82 y 251 inc. final DS 327/97).

b) Sin celebrar contratos:

En este caso, la energía que una empresa generadora produzca, debe ser vendida a las restantes a precio spot; esto es, al costo marginal de la central más cara cuyo despacho es ordenado por el CDEC (o central marginal).

En resumen, las maneras en que las empresas generadoras pueden participar del mercado eléctrico, son las siguientes:

- 1) Celebrando contratos: \Rightarrow *Clientes regulados (empresas distribuidoras): a precio de nudo*
 - \Rightarrow *Grandes clientes (de consumo superior a 2000 kW): a precio libremente acordado*
- 2) Sin celebrar contratos: \Rightarrow *Mercado Spot: a costo marginal*

1.3.- Gestión Comercial

La gestión comercial por la que opte cada empresa, permite a un generador decidir entre:

- Comprometer todo o parte de su capacidad de producción, sea con clientes libres o regulados. En que la elección de uno u otro tipo de clientes, va a depender de lo atractivo que resulte para la empresa, el precio libremente convenido o el precio de nudo o;
- Vender en el mercado spot, la totalidad de su producción o la parte de ella que no se encuentre comprometida con clientes.

Para conocer cómo los productores de energía resuelven tal disyuntiva, hay que considerar previamente que la gestión comercial de toda empresa común y corriente, busca tener clientes de acuerdo a sus propios costos. Así, en principio un generador debería contratar el suministro de energía con un cliente (libre o regulado) que esté dispuesto a pagar un precio superior a sus costos de operación (o costo marginal); económicamente, ese es el mínimo precio al que un generador podría vender la energía. Sin embargo, producto de la particular forma de organización del sub-sector generación, puede suceder que una empresa acuerde voluntariamente, vender energía a un precio menor a sus propios costos marginales.

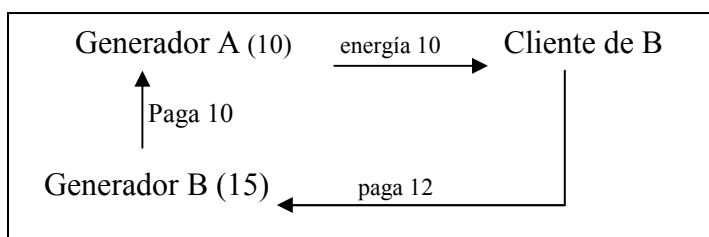
La opción anterior, si bien podría parecer irracional desde un punto de vista de económico, tiene su fundamento en que las diversas políticas comerciales adoptadas por las empresas generadoras, no influyen (en caso alguno) en las decisiones de despacho del CDEC. Es decir, en tanto el despacho de las empresas generadoras se determina por el CDEC, considerando la demanda de energía del sistema y los costos marginales de cada unidad productora; eventualmente, una empresa generadora se comprometerá a surtir de energía a un cliente, a precios inferiores a sus propios costos de operación.

Ejemplificando por medio de un simple sistema compuesto sólo por dos centrales generadoras: una empresa **A**, de costo marginal 10 mills/kwh y otra empresa **B**, de costo marginal 15 mills/kwh⁵³.

⁵³ Para simplificar vamos a entender que siempre ese va a ser su costo, sin variación alguna.

La empresa **A** no puede vender más de lo que es capaz de producir y lo que venda, lo va a negociar a un precio superior a 10 mills/kWh, de lo contrario, simplemente perdería dinero, al vender por debajo de sus costos. En cambio, el generador **B** cuyo costo marginal es de 15 mills/kWh, tiene la posibilidad de contratar con un cliente, a un menor precio que su propio costo marginal; para el caso, 12 mills/kWh.

Lo anterior, se explica porque la demanda de energía siempre va a ser calzada por el CDEC, con aquellos productores que tengan un menor costo marginal. Así, cuando la necesidad de energía del sistema sea baja, la operación descrita va a resultar beneficiosa para **B**, ya que de acuerdo al despacho de tal organismo, al productor **A** le va a corresponder abastecer los requerimientos de energía de todo el sistema; debiendo **B** adquirir al primero, la energía suficiente para su cliente, a un precio de 10 mills/kWh⁵⁴, mientras que producto del contrato con éste último, recibe 12 mills/kWh, como se grafica en el recuadro que a continuación aparece⁵⁵.

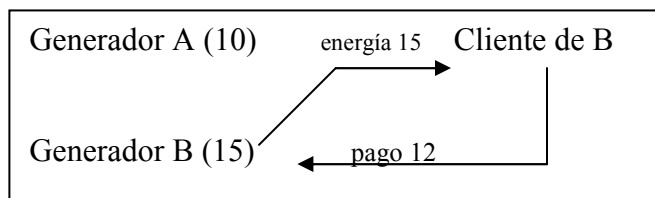


A su vez, en caso que el productor **A** no pueda generar (porque hubo un desperfecto o esté en mantenimiento) o cuando la demanda aumente de manera tal, que éste por sí sólo, no puede satisfacer toda la necesidad de energía, tal requerimiento energético debe ser suplido por el generador **B**, dejando de ser lucrativa la operación para éste, ya que de

⁵⁴ Ya que en tal evento A es capaz de producir para abastecer todo el consumo requerido.

⁵⁵ Los números entre paréntesis son los costos de operación de cada productor, medidos en mills/kWh; los demás números, también representan los correspondientes valores, medidos en mills/kWh.

acuerdo a su contrato debe vender la energía a su cliente a 12 mills/kWh, mientras que sus costos marginales son de 15, como se indica en el recuadro que sigue⁵⁶.



Se vislumbra entonces que el generador con menores costos tiene, en principio una mayor capacidad de negociación, porque al ser menores sus costos, puede ofrecer la energía más barata a su cliente.

Traspasando el esquema anterior, al mercado de la generación eléctrica nacional, debe indicarse que en nuestro país operan dos tipos de actores, las centrales hidráulicas y las centrales generadoras térmicas (a carbón, a gas o de ciclo combinado), cada una de las cuales tiene su propia política comercial y diferentes costos de operación⁵⁷.

Las centrales hidráulicas, en principio tienen costos marginales de operación inferiores a las centrales térmicas, pero están sujetas a la variante de la hidrología. Por ello, aún cuando pueden negociar la venta de energía a un precio más bajo que las centrales térmicas, no pueden contratar con sus clientes un gran porcentaje de su capacidad de producción. De acuerdo con lo anterior, los productores hidroeléctricos sólo van a comprometer una parte de su producción con clientes y el remanente de lo que generen, lo van a vender en el CDEC, a precio spot.

Las empresas generadoras hidráulicas pueden participar en dos escenarios posibles:

- i) Año con hidrología húmeda: En este caso, el costo marginal será muy bajo y por tanto, a la empresa generadora le habría convenido tener contratado un

⁵⁶ Idem, nota anterior.

⁵⁷ El costo de generación promedio de una central hidráulica es de US\$1,87 centavos kW/h, mientras que el de una central térmica es de US\$3,6 centavos kWh. Según datos aportados por el exponente don Pablo Serra:

alto porcentaje de su capacidad. Ya que de no haberlo hecho, va a tener que suplir la demanda de energía de todo el sistema, recibiendo por ello sólo el costo marginal – debido a que la central hidroeléctrica va a ser la de menor costo dentro del sistema -, el que incluso puede llegar a ser un valor igual a cero, en un año hidrológico lluvioso que provoque el vertimiento de los embalses⁵⁸.

- ii) *Año con hidrología seca*: En esta situación, es conveniente para el productor hidráulico tener poca capacidad de producción comprometida con sus clientes. Si ello no ocurre, le corresponderá adquirir energía a precio marginal en el CDEC (o mercado spot) para cumplir sus compromisos previamente adquiridos; a un costo, que en el evento propuesto, puede llegar a ser muy superior al precio que acordó con los clientes libres o que la ley estableció respecto de los regulados. E incluso más, en períodos de falla, el costo marginal puede multiplicar varias veces su valor promedio.

Ambas situaciones posibles, son las que debe ponderar y representarse el productor hidráulico al momento de determinar su energía firme, ya que ella es la que va a indicar hasta qué capacidad comprometer, tomando en cuenta que un generador no debe contratar más allá de su energía firme. Esto es, como hemos explicado, en un año con hidrología húmeda, lo conveniente para tales generadores, es contratar un gran porcentaje de su producción con los clientes y al contrario, en un año con hidrología seca, la menor capacidad posible.

Distinta es la situación respecto de las centrales termoeléctricas, éstas tienen una menor capacidad de negociación porque sus costos marginales son mayores a los de las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, por un lado no están sujetas a la variante de la hidrología anual y por otro, están en la última preferencia en la escala de costos marginales que lleva el CDEC. De manera que a los productores termoeléctricos, en principio, les

“La integración Vertical en el Sector Eléctrico”, en “Primeras Jornadas de Derecho Eléctrico, Universidad Católica, Julio 2001.

⁵⁸ Situación a la que se refiere el artículo 330 N° 40 del DS 327/97

conviene tener la mayor cantidad posible de su capacidad de producción comprometida con clientes.

De acuerdo a lo explicado previamente, las entidades termoeléctricas eventualmente acordarán suministrar energía a sus clientes a un precio inferior a sus propios costos de operación, ya que normalmente no van a ser despachadas; lo van a ser primero las centrales hidráulicas, produciéndose una transferencia de energía, producto de la cual, las centrales térmicas deberán adquirir energía a estas últimas en el CDEC, al precio spot (siempre inferior al propio, en un año con hidrología normal).

Entre dos escenarios oscilará la política comercial de las empresas térmicas:

- i) *Año con hidrología húmeda*: Esta situación es del todo conveniente para las centrales térmicas, porque la energía que deben adquirir para abastecer a sus clientes, es de menor costo; pudiendo llegar a tener un valor igual o cercano a \$0 mills/kWh, en caso de vertimiento de embalses.
- ii) *Año con hidrología seca*: En este caso, como las centrales generadoras hidráulicas no van a producir energía por falta de agua, el CDEC va a ordenar el despacho de las empresas térmicas, para que surtan de energía al sistema, debiendo cumplir por sí mismas sus propios contratos (donde en principio perderían dinero). A la vez, si las generadoras hidráulicas también se han comprometido con clientes, también deberán suministrar a éstos últimos, teniendo derecho a que tal energía entregada, sea retribuida al valor del alto costo marginal correspondiente a las empresas generadoras termoeléctricas⁵⁹.

Así, considerando a las transferencias de energía entre empresas hidráulicas y térmicas (porque entre cada tipo de unidades, también puede haber transferencias de energía), puede concluirse que a las centrales térmicas, en principio, les favorece la existencia de transferencias de energía, al contrario de lo que sucede con los productores hidroeléctricos. En efecto, como estas últimas son las que tienen los menores costos de

⁵⁹ Es necesario tomar en cuenta que aún cuando todavía pueda existir agua en los embalses de las empresas hidroeléctricas, el valor de ese elemento, en razón de su escasez -costo de oportunidad (art. 264 DS 327/97 y art. 108 Reglamento Interno CDEC-SIC)-, debe idealmente hacer subir el costo marginal de tales generadoras, por lo cual, corresponde ordenar el despacho de los productores térmicos.

operación, no les conviene adquirir energía de las empresas térmicas para proveer a sus clientes, ya que ello significaría comprar caro y vender barato; es mejor producirla por sí mismas.

Al contrario, como las empresas térmicas tienen mayores costos de operación, normalmente se aprovechan del funcionamiento coordinado del sistema, producto del cual, en condiciones normales de operación –hidrología normal-, no suministran directamente a sus clientes de energía, sino que la adquieren de las entidades hidráulicas a un precio más bajo que el de venta al consumidor.

La segunda modalidad de operación de las entidades productoras en el mercado eléctrico, es simplemente sin celebrar contrato alguno con clientes (libres o regulados), siendo remunerados sólo por la energía vendida en el mercado spot, a costo marginal. En el caso propuesto, la obtención de una utilidad significativa para ese productor de electricidad, se encuentra supeditada a dos condiciones:

- Que sea despachado por el CDEC y;
- Que no sea la central marginal⁶⁰.

Esta forma de participar en el mercado de la generación –sin celebrar contratos- puede parecer menos riesgosa para los productores de energía, ya a que al no tener la obligación de cumplir compromisos con sus clientes, nunca van a tener que comprar energía a otros generadores, cuando no les corresponda o no puedan producir, ni pagar compensaciones en los términos del artículo 99 bis DFL1/82. Sin embargo, el incentivo a asegurar un ingreso más regular y periódico para un generador, sólo se cumple en cuanto éste celebre contratos de suministros de energía con clientes.

Claramente se observa que sólo una central de bajísimos costos marginales, como una central hidráulica de pasada, podría sostenerse con una política comercial como la

⁶⁰ En efecto, como bien lo indica el término, el concepto de costo marginal sólo representa “costos”. Así, para la central marginal, la utilidad obtenida por tal concepto es mínima, compuesta sólo por el costo de racionamiento, como elemento constitutivo del costo marginal.

Al contrario, en caso que el productor excedentario no sea la central marginal, el beneficio puede ser mayor. A modo de ejemplo: Si la central marginal tiene costos de 11 mills/kWh, el otro generador excedentario cuyos costos son 8, también va a recibir 11 a título de costo marginal, obteniendo una utilidad de 3 y en consecuencia, para este último productor, el costo marginal no va a representar exclusivamente “costos”, sino que también un margen de utilidad.

indicada en los dos últimos párrafos (ya que siempre que haya agua va a ser despachada y, por ende, va a ganar el costo marginal que por lo general, va a ser superior al propio), situación totalmente inversa de lo que sucede con las centrales termoeléctricas.

Capítulo II: **Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras y sus Principales Características.**

2.1 Concepto: Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras

Las transferencias de energía entre empresas generadoras, son consecuencia de la relación existente entre el despacho coordinado realizado por el CDEC y las distintas políticas comerciales por las que opten las empresas generadoras, para desenvolverse en el mercado que les corresponde; producto de lo cual, cada vez que un generador se obligue, voluntariamente, a proporcionar energía a un cliente, nuestra ley eléctrica comprende que ese mismo productor va a ser quien provee el suministro convenido, aún cuando tal energía haya sido físicamente, entregada por otra(s) entidad(es) generador(as)⁶¹.

En efecto, cuando un generador ha celebrado un contrato de suministro con un cliente, en la realidad física, no siempre lo va a proveer de energía, toda vez que el CDEC, de acuerdo a su escala de preferencias de costos marginales de operación, puede ordenar que produzca otra (u otras) empresa para abastecerlo. Sin embargo, la ley eléctrica comprende que jurídicamente, el cliente siempre ha recibido la energía del productor con quien ha celebrado el contrato de suministro, desentendiéndose del despacho del CDEC.

⁶¹ En tanto las transferencias de energía jurídicamente sí existen, pero no en la realidad física, puede señalarse que son una ficción jurídica, comprendiendo que ficción es “aquello que sabemos que no es verdad”, en términos de Alessandri R., Arturo, Somarriva U., Manuel y Vodanovic H., Antonio, en “*Tratado de Derecho Civil*”, Partes Preliminar y General, t. II, p. 488.

Dejando en claro que las transferencias de energía, sólo existen en tanto algún productor celebre un contrato de suministro con un cliente, sea éste libre o regulado.

En consecuencia, el DFL 1/82 señala que en tal caso, se ha producido una transferencia de energía entre empresas generadoras; por la cual la entidad que no produjo lo suficiente como para proveer a su cliente, debió adquirir en el mercado spot y a precio marginal, lo necesario para cumplir tal objetivo. La manera como se determina si hubo o no transferencias de energía, es por medio de un balance mensual confeccionado por el CDEC, donde se establece qué empresa adquirió energía en el mercado spot y, cuál la proporcionó.

2.2- Cómo se Producen las Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras.

a) Conceptos Previos:

a.1) *Inyecciones Netas de Energía*: De acuerdo a lo que dispone el artículo 265 del DS 327/97, son las inyecciones correspondientes a la energía proporcionada por un generador o por una línea de transmisión al sistema eléctrico.

a.2) *Retiros Netos de Energía*: El artículo 265 inciso final del DS 327/97, los retiros de energía corresponden a los suministros destinados a clientes o a ser transmitidos por otras líneas de transportes.

En ambos casos, el concepto “*neto*” que utiliza el DS 327/97, significa que la energía a contabilizar como inyectada al sistema o retirada de él, sea aquella que efectivamente ingresa o se extrae, excluyendo la que se pierde, sea por consumos propios de la central productora o por la distancia.

b) Cómo se producen las transferencias de energía entre empresas generadoras

El artículo 91 del DFL 1/82 expresa: “*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 valorizados 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”.

Complementando lo dispuesto en la disposición citada, corresponde advertir que el artículo 172 del DS 327/97 y 108 del Reglamento Interno CDEC-SIC, señalan como funciones del CDEC, calcular los costos marginales instantáneos de la energía (función que específicamente corresponde a la Dirección de Operación), determinar y, finalmente, valorizar las transferencias de electricidad entre los generadores.

A su vez, el artículo 256 del DS 327/97 indica que las transferencias de energía entre empresas generadoras eléctricas, deben ser valorizadas por el CDEC de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema (artículo 264 inc. 2° del DS 327/97), para lo cual se utiliza el sistema matemático OMSIC.

La valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre generadores, serán contabilizados por el CDEC en las subestaciones de energía en que se produzcan, midiendo los retiros e inyecciones netos de energía (artículo 265 letra a DS 327/97 y 109 letra a del Reglamento Interno CDEC-SIC), multiplicándolos por el costo marginal correspondiente a la central más cara despachada al momento de producirse la transferencia. Vale decir, la cantidad de energía que se inyecta y retira, se multiplica por el costo marginal vigente al instante de la inyección y retiro, determinándose este último por el que tenga la central más cara despachada al momento de producirse la transferencia de energía (artículo 265 letra b DS 327/97), para lo cual se deben disponer de los equipos de medición en cada una de las barras de las subestaciones en que se produzcan (art. 112 Reglamento Interno CDEC-SIC).

Luego de realizar esta operación, el CDEC suma todas las inyecciones y retiros netos ocurridos durante el mes; a las inyecciones se le restan los retiros y el valor resultante con su signo positivo o negativo, constituirá el saldo a que tiene derecho o que debe pagar cada generador. Por tanto, el saldo que un generador tiene a su favor, debe ser exactamente lo que tiene otro en contra (257 y siguientes DS 327/97 y 109 letra b Reglamento Interno CDEC-SIC).

La operación por medio de la cual el CDEC determina qué empresas son deficitarias y excedentarias, se regula en el artículo 134 del Reglamento Interno del CDEC-SIC, como “**Proceso de Facturación**”, el que consta de los siguientes pasos:

1° *Datos de Facturación*: El CDEC-SIC debe poseer todos los medios suficientes que le permitan establecer las inyecciones y retiros de cada barra. Si el CDEC carece de la información suficiente, las empresas a más tardar el 5° día del mes siguiente, deben proporcionar la información necesaria.

2° *Información*: A más tardar el día 9 de cada mes, la dirección de operación dará a conocer a las empresas integrantes la valorización de las transferencias de energía, para lo cual emitirá un informe, que contendrá los diferentes balances físicos y valorados, debiendo contener además:

- costos marginales horarios
- indicación de las horas en que la valorización se hizo en forma provisional
- comentarios relevantes.

3° *Observaciones*: Las empresas podrán formular observaciones fundadamente, a más tardar, el día 12 de cada mes.

4° *El balance*: A más tardar el día 16 de cada mes, la Dirección de Operación del CDEC-SIC enviará a cada una de las empresas el balance definitivo de valorización por concepto de transferencias de energía, con las modificaciones que correspondieren, producto de las observaciones que se acojan.

Sobre el particular, es necesario hacer una precisión, en cuanto a que no existe una transferencia física de la energía entre los generadores involucrados en las transferencias, sino que en la práctica sólo existe una determinación contable hecha por el CDEC, por medio de la cual se concluye que un generador produjo energía suficiente como para abastecer al cliente de otro; en que, sobre la base de tal cálculo, la ley comprende que ello se hizo por medio de un traspaso previo en la propiedad de la energía, que se denomina a su vez como “*transferencia de energía*”.

2.3.- Consecuencias de las Transferencias de Energía entre Empresas Generatoras

De acuerdo a lo explicado en los párrafos anteriores surge una conclusión evidente: Una empresa ha desplegado su actividad y ha utilizado recursos, para satisfacer los requerimientos de suministro energéticos de un cliente que no es el suyo. En tal caso, ese generador pasará a denominarse **generador excedentario**, mientras que el generador cuyo cliente fue abastecido de energía, se denominará **generador deficitario**⁶².

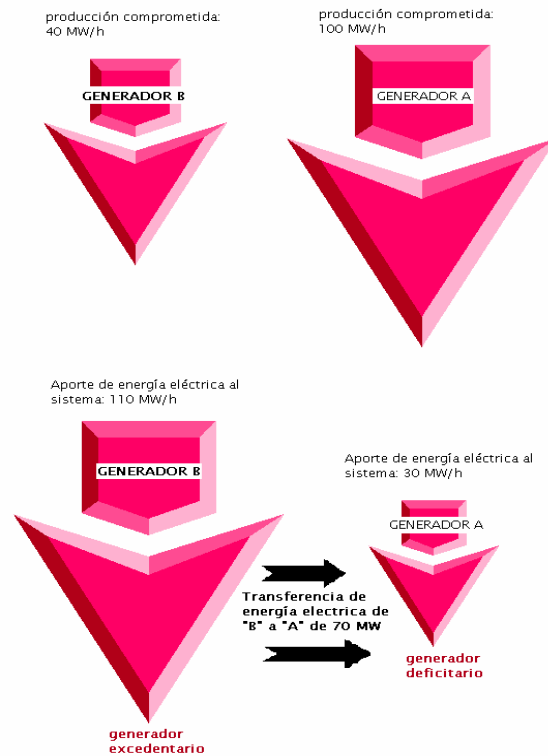
Es necesario advertir que para poder identificar a un productor de energía como deficitario o excedentario, necesariamente se requiere, que al menos uno de los integrantes del sistema haya celebrado un **contrato de suministro de energía con clientes** (sean estos libres o regulados), sumado que el mismo generador contratante sea o no quien proporcione directamente la energía a su cliente.

El Ministro de Economía en la resolución exenta número 33, de fecha 23 de Junio de 1999, fallando una divergencia sobre la calidad de empresa excedentaria o deficitaria, señala que “los elementos que determinan una u otra calidad de una generadora, se basan en el balance físico y no en los resultados del cálculo de los déficits sujetos a compensación” y el carácter de deficitaria se determina por la siguiente expresión:

APORTE DE GENERACIÓN PROPIA + APORTE DE GENERACIÓN CONTRATADA – COMPROMISOS.

⁶² El término de deficitario funciona en forma independiente al déficit de energía, esto es, el hecho que existan empresas deficitarias, no significa que los productores generadoras sean incapaces de satisfacer la demanda de energía.

Si el balance de esta operación resulta negativo, se dirá que la empresa es deficitaria.



En el recuadro, se gráfica a través de un simple sistema eléctrico compuesto por sólo dos empresas productoras de energía, cómo una entidad detenta la calidad de excedentaria o deficitaria. Y complementándolo, se debe indicar que **no es necesario** estar efectivamente produciendo energía eléctrica para ser deficitario.

Además, corresponde indicar que el carácter de excedentario o deficitario de un generador no sólo se determina por el balance físico de la energía inyectada o retirada del sistema, sino que principalmente, por el resultado monetario del cálculo; toda vez que el valor de la energía proveída, varía de acuerdo a los costos marginales instantáneos vigentes al momento en que las transferencias se produjeron, siendo relevante los resultados en dinero y no los kW inyectados o retirados.

Por ejemplo, si dentro del período mensual en que se realiza el balance, la generadora **A** transfirió al productor **B** 100 kW de energía, a un valor 1 mills/kwh y, por otro lado, el generador **B** transfirió 1 kW al productor **A**, a un valor de 200 mills/kwh. En este caso, aún cuando la cantidad de energía que haya proporcionado el generador **A** haya sido mayor, la empresa **B** será quien detentará el carácter de excedentaria y no **A**, tomando en cuenta el valor de la energía suministrada.

2.4.- Fundamento Económico y Jurídico de las Transferencias de Energía Eléctrica entre Empresas Generadoras.

Considerando que en la realidad física, las transferencias de energía no existen, sino que lo acontecido es que el generador excedentario produce electricidad para proveer directamente al cliente del generador deficitario, surgirá entonces la pregunta de por qué crear esta figura, y la respuesta es doble, tanto desde un punto de vista jurídico, como económico.

Desde el punto de vista económico, las transferencias de energía eléctrica se explican porque mejoran la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto, permitiendo dar efectivo cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 81 N°2 del DFL 1/82, ya que siempre se produce energía al menor costo posible. Así, la eficiencia de un productor aprovecha a todos los demás partícipes del sector generación e, indirectamente a todo el resto del sistema, permitiendo que centrales eléctricas de distintos costos marginales (o siendo más preciso, de mayores costos marginales), puedan competir en un relativo plano de igualdad en el mercado.

En cuanto a la respuesta jurídica, está naturalmente condicionada a lo anterior. Es decir, las transferencias de energía entre empresas generadoras, permiten explicar por qué el cliente de la empresa deficitaria paga directamente a su empresa contratante, una suma de dinero, por energía que en la realidad física, fue proporcionada por un tercero. A su vez, también permite explicar que el generador contratante será quien debe responder ante su cliente, en caso que ninguno de los otros participantes del sistema pueda proporcionar el

suministro de energía requerido o en caso que la energía suministrada sea de menor calidad que la requerida o convenida⁶³.

2.5.- Características de las Transferencias de Energía entre las Empresas Generadoras Eléctricas.

De acuerdo a lo indicado previamente, las transferencias de energía entre empresas generadoras, tienen las siguientes características:

- i) Son establecidas por la ley.
- ii) Para que existan se requiere del despacho coordinado realizado por el CDEC y la celebración de algún contrato de suministro entre una entidad generadora y un cliente.
- iii) Son obligatorias para la(s) generadora(s) que se ven involucradas.
- iv) Los elementos esenciales de las transferencias se especifican por el CDEC, mientras que su determinación corresponde a la ley. En efecto, la ley establece cómo debe determinarse la cantidad de energía que una empresa ha transferido a la otra, al contemplar los requisitos del balance mensual que tal organismo debe realizar y, al determinar el precio (en tanto se indica que las transferencias de energía se valorizarán a costo marginal).
- v) Si bien la obligación de pago del productor deficitario, se encuentra preestablecida en la ley, la especificación del monto que debe pagar la empresa deficitaria, se determina sólo una vez que la transferencia de energía se ha realizado, por medio del balance de inyecciones y retiros que realiza el CDEC.
- vi) Aún cuando la ley determina con gran rigurosidad estas transferencias, ciertos elementos no están determinados, como la forma de garantizar su pago.
- vii) Los demás elementos accidentales de las transferencias, como la forma de pago o la manera de garantizar el saldo a que tiene derecho la empresa excedentaria, pueden

⁶³ Responderá ante los clientes regulados, de acuerdo a lo que establezca la ley. Y ante los clientes libres, en base a lo que establezca el contrato.

ser acordadas por las partes, no infringiendo el fuerte orden público que conlleva esta actividad,

Capítulo III: **Naturaleza Jurídica de las Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras al interior del CDEC.**

3.1.- Tipo de Obligación que Generan las Transferencias de Energía en el CDEC.

En este numerando se analizará cual es la fuente de la obligación emanada de las transferencias de energía, con el objeto de dilucidar si se trata de un contrato, un cuasicontrato o una obligación simplemente legal. Comprendiendo por fuentes de las obligaciones a *“aquellos elementos por cuya virtud una persona aparece constreñida realizar una determinada prestación”⁶⁴*.

3.1.1.- Las Obligaciones Simplemente Legales.

Para algunos tratadistas debe distinguirse únicamente entre el contrato y la ley, entendiendo que en el primero, existe la voluntad de obligarse, mientras que en la obligación legal, es ésta quien establece la obligación del deudor.

Así parece desprenderse del artículo 2284 del Código Civil, al distinguir las obligaciones que se contraen sin convención (el contrato es una obligación que nace en razón de una convención), como las que *nacen en razón de la ley* o de un hecho voluntario. Y, del artículo 578 del referido cuerpo legal, al señalar que los derechos personales son los que pueden reclamarse sólo respecto de determinadas personas, que por un hecho suyo *o por la disposición de la ley*, han contraído la obligación correlativa.

⁶⁴ Puig-Peña, Fernando, *“Compendio de Derecho Civil Español”*, página 41, Ediciones Nauta S.A., Barcelona, 1966.

Es posible definir las obligaciones legales en estricto sentido, como aquellas en que la ley es fuente directa e inmediata de las obligaciones, sin que exista un hecho del deudor en que la ésta tenga su fundamento⁶⁵. También se señala que son aquellas que no reconocen como causa generadora ninguna otra fuente.

Las obligaciones legales son de carácter excepcional, requieren de texto expreso y sólo son aquellas que puedan comprenderse en *stricto sensu* como tales⁶⁶. Cuando el legislador establece estas obligaciones, lo hace de manera imperativa, por motivos muy poderosos y por ello son de orden público, negándose a las partes la posibilidad de intervenir en su nacimiento, extinción, efectos, etc., sin perjuicio que cada una de las obligaciones legales tenga caracteres particulares, dependiendo de la intención del legislador al establecerlas.

Desde el punto de vista del tema en estudio, el carácter de orden público que se encuentra inserto en las transferencias de energía entre empresas generadoras eléctricas, es evidente, a lo que además debe indicarse como antecedente previo, que la ley Eléctrica y su reglamento establecen la obligación de las generadoras de aportar energía al sistema. Es así como en el DFL1/82 se establece tanto la obligación de realizar las transferencias, como también el precio a pagar por ellas y en el DS 327/98 se regulan las mismas materias, incluso más detalladamente.

Además, expresamente se establece la principal característica de toda obligación legal, la imperatividad, como se demuestra en el artículo 91 del DFL 1/82, al indicar que las transferencias de energía: “...*serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico*” y de lo dispuesto en el artículo 171 del DS 327/97, al señalar que: “...*las instrucciones de coordinación que, en virtud del presente reglamento, emanen del CDEC, serán **obligatorias** para todas las centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas al respectivo sistema.*”

Finalmente, los artículos 257, 263, 264, 265, 266 y 267 del DS 327/97, regulan la forma como se realizan, determinan los precios y se pagan las transferencias de energía entre los productores de electricidad.

⁶⁵ René Abeliuk, “*Las Obligaciones*”, tomo I., p. 48, Editorial Jurídica, 1993

⁶⁶ Puig-Peña, Fernando, ob.cit, página 45.

Lo anteriormente expuesto, podría equivocadamente llevar a pensar que las transferencias de energía reconocen como fuente de la obligación a la ley. Tal apreciación es errada, debido a que para ello, no debería haber ningún elemento voluntario, ningún hecho del deudor en que la obligación tenga su fundamento, cuestión que precisamente no ocurre en las transferencias de energía.

En efecto, en tanto sólo puede haber transferencias de energía, como consecuencia de los contratos de suministro que las empresas generadoras celebren, no puede comprenderse que la ley es su fuente de la obligación; ya que sólo en virtud de esta situación **necesaria y totalmente voluntaria**, es posible que se de el supuesto para que ellas se produzcan.

Sólo un contrato de suministro de energía eléctrica entre una generadora y un cliente, puede transformar a una entidad productora de energía, en deficitaria.

Se podría argumentar en contra de lo indicado, que siempre se va a requerir un elemento voluntario para que se de lugar a una obligación legal; para colocarse en el supuesto de hecho contemplado en la ley, como por ejemplo, querer conducir un automóvil, para que surja la obligación legal, de obtener el permiso de circulación. Tal argumento debe ser rechazado, porque no se trata de una situación análoga a la analizada en este trabajo, puesto que perfectamente se puede participar en la actividad de generación, sin que nunca se creen los supuestos para que se produzcan las transferencias de energía entre empresas generadoras, si ninguno de los participantes del sector de generación ha celebrado un contrato con un cliente.

Si una empresa generadora no se ha comprometido con algún cliente, siempre va a tener el carácter de excedentaria y como tal, nunca adquirirá energía a otro productor; su despacho se va a ordenar por el CDEC dependiendo de los costos marginales. Y proyectando el análisis, si ninguna entidad ha celebrado un contrato con un cliente, nunca se produciría una transferencia de energía.

Es necesario distinguir la obligación de aportar energía al sistema, obligación que sí tiene fuente legal, ya que proviene de la interconexión; de la que surge a raíz de la transferencia de energía, que se crea sólo en razón de la existencia de un contrato.

La interconexión sólo impone a la empresa generadora la obligación de producir energía en tanto el CDEC lo ordene, pero no abarca los efectos propios de las transferencias de energía, lo que se demuestra en que sólo hay transferencias si hay contratos, a diferencia de la obligación de surtir de energía al sistema, que es independiente de ello⁶⁷.

3.1.2.- Cuasicontrato.

Se definen como el acto lícito, voluntario y no convencional que genera obligaciones⁶⁸.

Tal definición, nada señala acerca del cuasicontrato y sólo es una forma de distinguirlo de las otras fuentes de las obligaciones, en tanto en nuestra legislación se encuentra regulado como una sistematización de clausura, donde confluyen instituciones de variada naturaleza.

Ubicándonos ahora en el tema de estudio, eventualmente existen argumentos que permitirían sostener que las transferencias de energía pueden reconocer su fuente en una forma de cuasicontrato, en tanto ellas se distinguen de las obligaciones legales, especialmente porque en éstos se exige la presencia de un componente voluntario y que como se explicó, es un requisito necesario para que se produzcan las transferencias.

En efecto, las transferencias de energía poseen características que podrían asimilarlas a un cuasicontrato, por cuanto en éstos, la persona que realiza el acto voluntario, obliga a quien no manifestó voluntad alguna (como sucede en la agencia oficiosa), al igual como sucede en las transferencias de energía, en que la empresa realizadora del acto voluntario (el contrato) puede obligar a otro generador a abastecer a su cliente.

Con todo, la principal diferencia de las transferencias de energía con el cuasicontrato, estriba en lo que sucede luego de prestarse el suministro de energía por el generador excedentario (quien no manifestó su voluntad) al deficitario. Al efecto:

⁶⁷ Es del caso indicar, que tal afirmación encuentra su sustento real en la Resolución exenta N°88, del Ministerio de Economía, de fecha 30/05/01, por la que se obliga a las empresas generadoras a proveer de energía a las distribuidoras, aún cuando éstas últimas no hayan contratado el suministro con alguna entidad productora.

⁶⁸ René Abeliuk M., ob.cit, pág. 151 y sigs.

1.- El cuasicontrato obliga (a quien no manifestó su voluntad) a restituir los gastos en que incurrió la persona que actuó, ya que siempre a la noción de cuasicontrato subyace la idea de enriquecimiento sin causa. Cosa que no sucede en las transferencias de energía, porque al contrario, quien debe abastecer al cliente de otro generador, el generador excedentario, no le provoca el acto voluntario (el contrato con el cliente) otra cosa que no sea un empobrecimiento, ya que debe generar por otro. Es decir, al generador excedentario le sucede exactamente lo contrario a un enriquecimiento.

2.- En el cuasicontrato, quien manifestó su voluntad tiene derecho a las restituciones legales, en razón de su empobrecimiento, por equidad. En las transferencias, al contrario, quien realizó el acto voluntario (contrato), se ve beneficiado por la acción (suministro) de quien se ve obligado (el excedentario) y por ello, debe retribuir a este último el costo marginal instantáneo en que se produjo la transferencia.

Por lo demás, la noción de cuasicontrato, como se señaló al principio de esta parte, es una institución de clausura y por ende, incluye a instituciones tan distintas como son la agencia oficiosa y el pago de lo no debido, que contienen la noción de enriquecimiento sin causa y obligaciones restitutorias, con la comunidad que no obedece a estas ideas, por lo que consideramos difícil o más bien imposible, justificar la idea de un cuasicontrato innominado.

3.1.3.- Enriquecimiento sin causa.

El enriquecimiento sin causa, considerado como fuente de las obligaciones, busca indemnizar a quien ha sufrido un empobrecimiento injusto a expensas de otro que, a su vez, se ha enriquecido⁶⁹.

En cuanto a si es posible justificar que las transferencias de energía entre empresas generadoras, tienen por objeto restituir a la empresa excedentaria, el supuesto enriquecimiento sin causa del cual se habría beneficiado el productor deficitario, corresponde señalar que ello no es procedente.

⁶⁹ Abelulik M., René, Ob. cit, t.I, p. 156-163.

En efecto, considerar que éstas tienen su fundamento en el enriquecimiento sin causa, implica centrar el análisis en el pago que corresponde hacer a las empresas deficitarias, sin considerar los motivos por los cuales la ley eléctrica crea esta figura, que desde nuestro punto de vista son otros y mucho más importantes, como es lograr la máxima eficiencia para el conjunto del sistema, de manera que el país pueda contar con energía al mínimo costo posible.

Incluso más, indicar que la fuente de la obligación de las transferencias de energía es el enriquecimiento sin causa, desfigura todo su tratamiento doctrinario. En efecto, siempre se indica que el enriquecimiento sin causa permite a quien se ha empobrecido, ser restituido, contemplando dos límites para la restitución del enriquecimiento (de la empresa deficitaria) y el empobrecimiento (del productor excedentario). Y es del caso señalar, que en las transferencias de energía entre empresas generadoras, tales límites son imposibles de establecer, toda vez que no siempre las transferencias de energía provocan un enriquecimiento para la entidad deficitaria, así como tampoco necesariamente reportan un empobrecimiento para la empresa excedentaria. Sólo basta con considerar el comportamiento de las transferencias de energía en caso de fallas del sistema, para demostrar lo expuesto anteriormente⁷⁰.

3.1.4.- Contrato

El contrato es definido en el artículo 1438 del Código Civil, como “*un acto por el cual una parte se obliga para con otra a dar, hacer o no hacer alguna cosa*”, equiparando la noción de contrato con la de convención. Tal definición presenta una serie de imprecisiones (que no explicaremos en este trabajo), por lo que la generalidad de la doctrina nacional prefiere definir al contrato, como una especie de convención, señalando a su vez que contrato, es todo acuerdo de voluntad destinado a crear derechos y obligaciones entre las partes⁷¹.

⁷⁰ En efecto, en caso de falla del sistema, quien resulta beneficiado por las transferencias de energía es el productor excedentario, al recibir el costo de falla, por la energía servida al cliente del productor deficitario. Mientras que la empresa deficitaria, deberá pagar ese alto valor, sin poder traspasárselo a su cliente, ya que por ley o por contrato, se encuentra preestablecido el precio a pagar.

⁷¹ López Santa María, Jorge; “*Los Contratos, Parte General*”, t.I, p. 17. Editorial Jurídica, 1998.

Por otro lado, la generalidad de los autores definen el contrato como fuente de las obligaciones, destacando el elemento voluntario al momento de constituirse la relación obligatoria entre las partes, como algo que siempre subyace a éste, esto es, la promesa en virtud de la cual las partes se autoimponen una obligación, como derivación del individualismo liberal⁷².

Además, si bien siempre se encuentra latente el elemento voluntario al calificar alguna relación obligatoria como contractual, éste parece tener más importancia cuando se considera la relación contractual ya constituida (en su desarrollo), que al momento de su formación.

De acuerdo a lo expuesto, entender las transferencias de energía entre empresas generadoras como un contrato, implica la formulación de una primera pregunta básica, cual es, dónde se encuentra tal elemento voluntario.

A ello, debe responderse que la voluntad se manifiesta en dos etapas sucesivas:

1º) Al decidir ingresar a esta actividad económica, pasando a ser (genéricamente) uno de los miembros que forman parte del CDEC⁷³ y consecuentemente, afectos a la manera en la cual éste ordena el despacho de las entidades productoras de energía, que es uno de los elementos que propician la existencia de transferencias de energía entre empresas generadoras. Lo anterior, se demuestra de manera fehaciente al analizar el Reglamento Interno del CDEC-SIC, el que según lo dispuesto en su artículo 4º, debe ser adoptado por la unanimidad de sus miembros, lo cual es manifestación de voluntad más que suficiente al respecto.

2º) Y la segunda etapa en que se manifiesta el consentimiento, es cuando alguna entidad generadora celebra un contrato de suministro con un cliente, circunstancia totalmente voluntaria y que como se explicó al referirse a la ley, como fuente de las obligaciones, constituye un requisito necesario, que obsta a que las transferencias de energía puedan calificarse como una obligación legal.

De acuerdo a las consideraciones señaladas, creemos que las transferencias de energía entre empresas generadoras, reconocen al contrato como su fuente de las obligaciones. Esto

⁷² Fried, Charles, "*La Obligación Contractual*", p. 12, Editorial Jurídica, 1996.

⁷³ Entiéndase ello, no como uno de los miembros que imperativamente deben formar parte del CDEC, por lo dispuesto en el artículo 168 del DS 327/97.

es, al participar en la actividad (suscribiendo el Reglamento Interno) y al celebrar contratos de suministro con clientes, de antemano los productores acuerdan que bajo ciertas circunstancias, las demás entidades no comprometidas con un determinado cliente, serán quienes lo van surtir de energía, siendo retribuidos de acuerdo a la forma y procedimientos señalados en el DFL 1/82, DS 327/97 y Reglamento Interno del CDEC.

Con todo, es cierto que las transferencias en cuestión, distan de ser un contrato como normalmente se concibe, como la compraventa de una propiedad raíz y, obviamente, la cercanía que existe con las obligaciones legales, es bastante. Sin embargo, parece ser más apropiado concebirlas como un contrato, considerando que ellas presentan una serie de situaciones particulares, que no han sido reguladas de manera precisa por el legislador, como se observará al momento de analizar sus efectos, que bien pueden ser solucionadas comprendiéndolas como un contrato y que por el contrario, no podrían serlo si se entienden como una obligación legal.

Por lo demás, comprender que las transferencias de energía entre empresas generadoras reconocen como fuente a los contratos, se demuestra por la intención del legislador al reglamentar este asunto, normando sólo aquellos aspectos que son de interés público y, consecuentemente, dejando abierta la posibilidad para que los actores privados ordenen sus intereses de la manera que mejor les parezca⁷⁴.

3.2 Tipo de contrato a que dan lugar las transferencias de energía entre empresas generadoras.

Como se ha indicado que las transferencias de energía entre empresas generadoras reconocen como fuente a los contratos, en este apartado analizaremos a qué tipo de contrato corresponden, por lo que se analizarán las clasificaciones contenidas en el Código Civil y las demás planteadas por la doctrina que sean pertinentes.

⁷⁴ Argumentación que se ve ratificada al analizar el desechado anteproyecto denominado “ley larga”, en el cual, después de todos los problemas que han surgido en razón de las transferencias de energía, tampoco ha existido un interés en regular más exhaustivamente el asunto en cuestión.

3.2.1.- Clasificación de los Contratos.

a) Contratos Unilaterales y Bilaterales

El contrato unilateral es, de acuerdo al artículo 1439 del Código Civil, “*aquel en que una de las partes se obliga para con otra que no contrae obligación alguna*”. Sobre el particular es importante precisar que un contrato unilateral, usualmente (sólo en principio) es a la vez gratuito, aún cuando hay excepciones, ya que también hay contratos unilaterales onerosos, como sucede con el contrato de mutuo con interés; a la vez, también hay contratos bilaterales gratuitos, como es el contrato de mandato gratuito.

Por otro lado, los contratos bilaterales son aquellos en que se generan obligaciones para ambas partes, las que pasan a ser interdependientes. Producto de lo anterior, derivan las más importantes consecuencias de esta clasificación, como sucede con la excepción de contrato no cumplido, la resolución por inejecución y la teoría de los riesgos.

Indicadas someramente las principales características de esta clasificación, puede inferirse que las transferencias de energía dan lugar a un contrato bilateral, por los siguientes fundamentos:

- i) El único contrato unilateral que no se encuentra ligado a algún contrato real, es la donación⁷⁵ (es obvio que las transferencias de energía entre empresas generadoras no constituyen una). A su vez, es sabido que los contratos reales sólo son aquellos creados por ley y, no existe una figura dentro de la cual pueda incluirse a las transferencias de energía, como un contrato real-unilateral.
- ii) En consecuencia, debe aplicarse la regla general en cuanto a que la figura legal que constituyen las transferencias de energía, deben ser comprendidas como un contrato bilateral, en el cual existe por un lado la obligación de proveer energía al cliente de la empresa deficitaria y por otro, la obligación de pagar el costo marginal de esa energía proporcionada.

⁷⁵ Abelulik M, René, “*Las Obligaciones*”, t.1, p. 62, Editorial Jurídica, 1993.

Es cierto que la obligación de suministrar energía al sistema es una obligación legal, que se determina por la interconexión, sin embargo tal obligación legal alcanza sólo a eso, proveer la energía requerida por el sistema cuando el CDEC lo ordene; a diferencia de lo que ocurre, paralelamente con las transferencias de energía, en que la ley eléctrica comprende que por el hecho de celebrarse un contrato por alguno de los generadores, el productor **A** se encuentra obligado a proporcionar energía a **B**, para que este a su vez pueda surtir a su cliente, teniendo derecho en consecuencia, a recibir el costo marginal por tal energía.

De tal manera, las obligaciones de este contrato bilateral son:

- La obligación del generador excedentario, de proporcionar la energía al productor deficitario y;
- La obligación de este último de pagar el costo marginal de la energía suministrada a su cliente.

Ambas son las obligaciones que emanan del contrato bilateral, creándose una **compraventa** de energía, cuyos elementos esenciales, son como en todo contrato de esta naturaleza, el consentimiento, la cosa y el precio:

- i) *Consentimiento*: en las transferencias de energía, se rige por las reglas generales, por lo cual nos remitiremos a lo ya expuesto.
- ii) *Cosa vendida*: es la energía que el productor excedentario entrega al deficitario. Corresponde al CDEC determinar cuánta energía se suministra a este último, de acuerdo a lo dispuesto en el DFL 1/82, DS 327/97 y Reglamento Interno del CDEC-SIC (que es acordado por todas las empresas generadoras), dándose pleno cumplimiento a lo que disponen los artículos 1460 y 1461 del Código Civil, en cuanto a la determinación del objeto del contrato.
- iii) *Precio de la energía suministrada*: De acuerdo a lo indicado en el artículo 91 del DFL 1/82, normas del DS 327/97 y, especialmente, en los artículos 108 y 109 del Reglamento Interno del CDEC-SIC, debe ser el costo marginal instantáneo del sistema, cuyo cálculo corresponde al CDEC. Ello, guarda perfecta concordancia con lo señalado en el inciso segundo del artículo 1808 del Código Civil, que indica: “Podrá hacerse esta determinación por cualesquiera medios o indicaciones que lo

fijen”, en tanto tales normas contienen los medios o indicaciones que permiten determinar a qué valor preciso corresponde el costo marginal instantáneo del sistema.

Con todo, las transferencias de energía se determinan a fin de mes, de acuerdo a lo indicado en el artículo 132 del Reglamento Interno CDEC-SIC, período dentro del cual unos productores pueden haber actuado como excedentarios y deficitarios a la vez y así, sucesivamente, entre unos y otros partícipes del sector, existiendo una completa interacción. Por medio del balance mensual que realiza el CDEC, se logra establecer cuáles son la o las empresas que detentan la calidad de excedentarias, respecto de las que son deficitarias; de manera que la figura creada por las transferencias de energía se asimila más a la relación existente entre los cuenta corrientistas, del contrato de cuenta corriente mercantil contemplado en el artículo 507 del Código de Comercio, en que se pide energía prestada de una y otra parte (donde las partes, son cada uno de los generadores eléctricos) realizando luego un balance mensual, en virtud del cual se establece cuál es el generador que tiene un saldo en contra y que por tanto debe ser pagado conforme a los términos que señala la ley eléctrica⁷⁶.

Importa destacar, que las transferencias de energía son consecuencia o producto reflejo de la celebración de al menos un contrato de suministro de energía entre una empresa generadora y un cliente.

Así, existen dos obligaciones que corren paralelamente:

- 1) La obligación legal de suministrar energía al sistema, de acuerdo a las órdenes de despacho del CDEC, la cual es independiente del hecho que exista un contrato de suministro.
- 2) La obligación de proporcionar energía al productor deficitario, que depende de que éste haya celebrado un contrato de suministro con un cliente.

⁷⁶ La referencia al contrato de cuenta corriente mercantil se ha hecho sólo con el objeto de ejemplificar la comprensión del tema.

i) Consecuencias de Comprender a las Transferencias de Energía como un Contrato Bilateral.

Comprender las transferencias de energía entre empresas generadoras como un contrato bilateral, implica considerar las consecuencias propias de este tipo de contratos. En efecto, la importancia de la distinción entre contratos unilaterales y bilaterales, es que sólo respecto de estos últimos procede la excepción de contrato no cumplido, contemplada en el artículo 1552 del Código Civil, la resolución por inejecución (1489 del Código Civil) y la teoría de los riesgos (1550 y 1820 del Código Civil)⁷⁷.

i.1) La resolución por inejecución

El artículo 1489 del Código Civil señala: *“En los contratos bilaterales va envuelta la condición resolutoria de no cumplirse por uno de los contratantes lo pactado.*

Pero en tal caso podrá el otro contratante pedir a su arbitrio o la resolución o el cumplimiento del contrato, con indemnización de perjuicios”.

Los efectos de la resolución dependen de la naturaleza del contrato sobre el cual se haga efectiva. De tal manera, lo usual es que sus efectos sean retroactivos, dándose lugar a las prestaciones mutuas, pero hay veces en que ello no es posible (por ejemplo en un contrato de arrendamiento), caso en el cual ésta opera por medio de la terminación de la relación contractual.

Ahora, corresponde dilucidar si es posible hacer efectivo este derecho en las transferencias de energía, producto del balance de inyecciones y retiros. Al respecto, la forma que mejor permite resolver el asunto es analizando las consecuencias que implica aceptar o no la procedencia de la acción de resolución por inejecución.

En efecto, admitir la resolución por inejecución en las transferencias de energía, significaría simplemente suprimir el suministro de energía al cliente del generador deficitario e incumplidor, lo que es manifiestamente contrario a lo dispuesto en el artículo

⁷⁷ López Santa María, ob.cit, t.1, página 101.

81 N° 1 del DFL 1/82; norma que contiene los principios que deben seguir todos los partícipes del sistema y que por tanto, no puede ser obviada, toda vez que es una disposición imperativa de orden público eléctrico y porque, además, ello significaría incumplir la obligación paralela de proporcionar energía al sistema.

Además, en tanto no resulta aplicable al tema de estudio lo dispuesto en el artículo 1489 del Código Civil, tampoco puede pactarse la resolución de la obligación de suministrar energía, en caso de incumplimiento entre dos productores.

i.2) La excepción de contrato no cumplido.

Es la que corresponde al deudor en un contrato bilateral, para negarse a cumplir su obligación mientras la otra parte no cumpla o se allane a cumplir⁷⁸.

Sin siquiera considerar los argumentos dados respecto de la resolución por inejecución, resulta evidente su improcedencia, por el funcionamiento mismo de las transferencias de energía, ya que en éstas se suministra la energía y, luego, a través del balance de inyecciones y retiros, se determina qué generador produjo energía suficiente como para surtir al cliente de otro.

Producto de lo expresado previamente, no es posible hacer efectiva esta excepción, debido a que, en primer lugar, se determina quien es el deudor de la obligación de suministrar al cliente de otra entidad generadora (cuando se despacha una central por el CDEC) y luego, quien es el deudor del costo marginal de la energía proporcionada, una vez que se practica el balance de inyecciones y retiros.

i.3) La teoría de los riesgos

No cabe aplicar la teoría de los riesgos al contrato bilateral que conforman las transferencias de energía, toda vez que los artículos 1550 y 1820 del Código Civil, sólo hacen aplicable este estatuto jurídico, cuando la obligación de alguna de las partes recaiga sobre una especie o cuerpo cierto, mientras que tanto la obligación de entregar energía al productor deficitario, como la de pagar el costo marginal de ella, son obligaciones de género.

⁷⁸ René Abeliuk M., ob.cit, t. II, página 774..

b) Contrato Oneroso y Gratuito

De acuerdo a lo que dispone el artículo 1440 del Código Civil: “*el contrato es gratuito o de beneficencia cuando sólo tiene por objeto la utilidad de una de las partes, sufriendo la otra el gravamen; y oneroso cuando tiene por objeto la utilidad de ambos contratantes, gravándose cada uno en beneficio del otro*”.

El principal criterio para diferenciar si un contrato es gratuito u oneroso, es el beneficio que alguna de las partes obtiene; de manera que si una de ellas se beneficia y la otra no, el contrato es gratuito y si ambas se benefician, es oneroso -argumento que se ve ratificado al comparar esta norma, con lo dispuesto en el artículo 1547 del Código Civil, cuando indica el tipo de culpa de la cual se responde en cada contrato-.

De acuerdo a lo señalado, existen ciertas peculiaridades en las transferencias de energía que permiten señalar que ellas siempre son onerosas. Dos situaciones pueden acontecer al respecto:

- i) Que la central excedentaria sea la central marginal: En este caso el productor sólo va a obtener como retribución su costo marginal. Podría, equivocadamente, creerse que si tal empresa recibe como retribución sólo sus costos no obtiene beneficio alguno, pero ello no es así, ya que dentro de los diferentes elementos que componen el costo marginal, se encuentra el costo de falla; el cual, en tanto no exista condición de racionamiento, no va a tener que restituirse por quien lo recibió, por lo que puede afirmarse que dentro del concepto de costo marginal, no sólo se incluyen costos (en el sentido económico de la expresión), sino que también contempla un ítem que permite obtener utilidades, aunque sean restringidas. Por otro lado, el productor deficitario siempre va a obtener como beneficio, el suministro para su cliente, pudiendo por tanto, señalarse que las transferencias son un contrato oneroso.

- ii) Que la central excedentaria, no sea a su vez la central marginal: Cuando, además, se ha ordenado el despacho de otro generador de mayores costos marginales, es patente la existencia de un beneficio para el productor excedentario, ya que la

retribución que recibirá el generador no marginal, va a ser superior a sus propios costos de operación, mientras que por parte del productor deficitario, se obtendrá como beneficio el suministro. Existiendo, en este caso también un contrato oneroso.

c) Contrato Aleatorio y Conmutativo:

Otra clasificación que merece importancia para el tema de estudio, es la de los contratos onerosos aleatorios y onerosos conmutativos, contemplada en el artículo 1441 del Código Civil: *“El contrato oneroso es conmutativo, cuando cada una de las partes se obliga a dar o hacer una cosa que se mira como equivalente a lo que la otra parte debe dar o hacer a su vez; y si el equivalente consiste en una contingencia incierta de ganancia o pérdida, se llama aleatorio.”*

De acuerdo a lo que indica la norma citada, las transferencias de energía son siempre conmutativas, toda vez que el precio que paga el productor deficitario por el suministro que recibe su cliente, es justamente el costo marginal de la energía en ese momento. La que tendrá un precio mayor en horas de mayor demanda (o caso de racionamiento) y uno menor en caso que exista, por ejemplo, condición de vertimiento de los embalses.

Sin embargo, si bien la conmutatividad está presente considerando las transferencias de energía como relación jurídica independiente, ello no ocurre al tomar en cuenta la operación económica completa que se encuentra tras ellas. En efecto, como se indicó anteriormente⁷⁹, el principal objetivo de las empresas generadoras para con sus clientes, es suministrarles energía al menor costo posible, sea producida con medios propios o bien, adquirida en el mercado spot. En ambos eventos, puede suceder que por distintas circunstancias (la principal es la variable hidrológica), el valor del costo marginal supere el precio de venta convenido con el cliente libre o el precio de nudo a que deba ser suministrada la energía al distribuidor; caso en el cual, las transferencias se tornan evidentemente aleatorias para el productor deficitario, ya que existe una contingencia de ganancia o pérdida, cuya ocurrencia no es posible evitar, sólo es posible minimizar la aleatoriedad, disminuyendo la capacidad de producción que se compromete con los

⁷⁹ Véase Tercera parte, Capítulo I: “Las políticas comerciales de las empresas generadoras”.

clientes; y se puede eliminar, al no contratar con ninguno. Pero es sabido que si no se contrata, no hay transferencias de energía entre empresas generadoras.

d) Contrato Principal y Contrato Accesorio

En nuestra legislación el contrato accesorio es aquel que tiene por objeto asegurar el cumplimiento de la obligación asumida en el contrato principal, de acuerdo a los términos del artículo 1442 del Código Civil, por lo cual resulta obvio que las transferencias de energía entre empresas generadoras no constituyen un contrato accesorio.

Sin embargo, es evidente que la figura en estudio responde a un contrato dependiente, entendiéndolo como *“aquel que se encuentra supeditado a otra convención, pero sin garantizar su cumplimiento”*⁸⁰. Como ya se ha indicado, no pueden haber transferencias de energía si ninguno de los partícipes del subsector generación, celebra al menos un contrato de suministro de energía con un cliente, en mérito de lo cual corresponde clasificarlas como un contrato dependiente de algún contrato de suministro celebrado entre una empresa generadora y un cliente libre o regulado.

3.2.2 Otras Clasificaciones de los Contratos y Categorías Contractuales.

a) Contrato de Adhesión.

El contrato de adhesión es aquel en que existe una prerredacción del contrato por una de las partes, donde a la otra sólo le es permitido aceptarlo o rechazarlo⁸¹.

Este tipo de contrato no es aplicable a las transferencias de energía entre empresas generadoras, porque aún cuando ellas se hagan entre dos o más partes (generadoras), éstas últimas en ningún caso pueden unilateralmente imponer las condiciones de las transferencias a las otras, ya que como se analizó, los elementos esenciales de ellas

⁸⁰ López Santa María, Jorge ob. cit., página 119

⁸¹ Díez Picasso, Luis. *“Sistema de Derecho Civil”*, página 37, t.II, Editorial Tecnos S.A., Madrid, 1999.

(elementos que componen el costo marginal, quién debe pagarlo y cuándo) se establecen en la ley, el DS 327/97 y el Reglamento Interno y los determina o especifica el CDEC.

b) Contrato Dirigido.

La regla general en materia contractual, es que las normas contenidas en la ley sobre los distintos contratos (por ejemplo los artículos 1793 y siguientes del Código Civil, que reglamentan el contrato de compraventa) son supletorias de la voluntad de las partes y por ello sólo tienen valor en silencio de lo que ellas hayan convenido. Exactamente lo contrario ocurre en los contratos dirigidos, ya que en éstos, lo que las partes pactan en el contrato no puede alterar las disposiciones imperativamente establecidas por el legislador de manera anticipada, sea en lo que se refiere al contenido mismo del contrato, respecto a los efectos de éste, e incluso con quién se debe contratar.

En principio las transferencias de energía parecen adecuarse a este tipo contractual, ya que la ley señala imperativamente el precio, se determina quienes son los que transfieren energía, ya que las transferencias se dan entre generadoras excedentarias y deficitarias, e incluso el DS 327/97 y el Reglamento Interno CDEC-SIC, señalan cuándo debe hacerse cada pago, en sus artículos 266 y 110 respectivamente, **"Cada generador con saldo neto mensual negativo pagará dicha cantidad, antes del día 22 del mes siguiente, a todos los generadores que tengan saldo positivo"**.

Una característica básica de los contratos dirigidos, es que siempre se celebran voluntariamente y una vez creada la relación jurídica, entra el Estado a regular ciertos aspectos de ella, pero siempre la relación se origina voluntariamente. En las transferencias de energía al interior del CDEC, éstas se establecen en forma voluntaria, pero no en el sentido que una generadora puede decidir si realiza o no la transferencia, sino en el entendido que son producto reflejo de un contrato de suministro convenido libremente con un cliente.

Corrobora esta opinión el fallo arbitral de fecha 15 de enero de 1999, que refiriéndose a la determinación de los peajes que deben pagarse por conceptos de la

actividad de transmisión, entre Endesa S.A. Transelec S.A. con Colbún S.A.⁸², en uno de sus considerandos hace alusión a que las transferencias de energía son contratos dirigidos. Por lo demás, el intervencionismo del Estado en esta materia, se debe a un fuerte orden público económico que rige a toda la ley eléctrica y en especial, en las transferencias de energía entre empresas generadoras, que se manifiesta en del artículo 81 del DFL 1/82, en mérito de lo cual es posible hablar de un contrato dirigido en estas materias.

c) Contrato Forzoso.

Contrato forzoso es aquel que el legislador obliga a celebrarlo o da por celebrado.

Se distingue entre contratos forzosos *ortodoxos* y *heterodoxos*.

Contrato Forzoso Ortodoxo: Existe la obligación de contratar, pero cumplido aquello, las partes determinan el contenido del contrato libremente.

Contrato Forzoso Heterodoxo: En estos contratos lo característico es la pérdida total de la libertad contractual, ya que además de poner a las partes en la necesidad de celebrar el contrato, el mismo legislador determina su contenido, sin posibilidad que las partes negocien sus cláusulas⁸³.

En los contratos forzosos heterodoxos se elimina la autonomía, entendida ésta como la libertad que tiene cada persona para autogobernarse, creando voluntariamente relaciones jurídicas con carácter de obligatorio a su respecto.

Relacionando la noción de contrato forzoso con las transferencias de energía entre empresas generadoras, no puede negarse su cercanía a ellas, especialmente el contrato forzoso heterodoxo, en tanto la ley eléctrica establece la obligación de transferir, determina el precio y demás elementos de la transacción, sin dejar a las partes al menos, ningún elemento esencial para negociar.

Una vez que una empresa generadora celebra un contrato con algún cliente, necesariamente se va a producir una transferencia de energía cuando por distintos eventos,

⁸² Tribunal Arbitral formado por Enrique Barros, Gabriel Bitrán y Juan Sebastián Bernstein.

⁸³ López Santa María, Jorge, ob. cit, p. 167 y siguientes.

no sea el mismo generador quien lo provea directamente de energía, caso en el cual la transferencia constituye también un contrato, provocado como efecto reflejo de otro, cuya característica es ser forzoso y heterodoxo.

En efecto y siguiendo la obra del autor citado en esta parte, pueden darse dos argumentos principales para justificar la aseveración hecha en el párrafo anterior. El primero, consiste en distinguir entre contrato entendido como relación contractual constituida y el contrato entendido como acto constitutivo, punto en el cual se señala que el contrato estaría dado por la relación jurídica ya constituida, en razón de lo cual la importancia de no comprender a las transferencias de energía entre empresas generadoras como una obligación legal, es que las partes pueden modificar y dar por cumplida las obligaciones que emanan de ellas, de manera distinta al simple pago en dinero antes del día 22 de cada mes, así como pedir indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.

Y el segundo argumento, se basa en que lo importante de entender a los contratos forzosos, como contratos propiamente tales y no como una simple obligación legal, radica en la importancia que significa hacer aplicable toda la teoría y experiencia que conllevan los contratos acumulados hasta hoy, en los códigos civiles de los distintos países. Es importante destacar que tal posición no sólo tiene asidero en la doctrina nacional, sino que también en la doctrina comparada. En efecto Messineo, señala que en aquellos contratos en los cuales existe una relación obligatoria, que puedan clasificarse como de ejecución continuada o periódica, debe admitirse que el contrato *es una relación que dura para disciplinar la obligación en sus múltiples fases de cumplimiento*⁸⁴. Argumento que permite sostener con mayor fuerza la importancia de señalar a las transferencias de energía como un contrato forzoso heterodoxo y no como una obligación legal.

d) Contrato de Ejecución Sucesiva.

⁸⁴ Messineo, Francisco, “*Doctrina General del Contrato*”, t.1, p. 45, Ediciones Jurídicas Europa-América, 1968.

El contrato de ejecución sucesiva es aquel en que los cumplimientos se van escalonando en el tiempo, durante un lapso prolongado. La relación contractual tiene permanencia, a diferencia del contrato de ejecución instantánea⁸⁵. Un ejemplo de esta clasificación son los contratos de suministro.

En lo pertinente al tema de estudio, en la medida que las entidades productoras deben actuar coordinadamente y en tanto se obliguen a suministrar energía a sus clientes por medio de contratos, se van a producir sucesiva y permanentemente transferencias de energía entre empresas generadoras, dando lugar a un contrato de ejecución permanente.

En resumen, en cuanto a la naturaleza jurídica de las transferencias de energía entre empresas generadoras, puede concluirse que son:

- Un contrato, en que el consentimiento se presta anticipadamente por las empresas generadoras al ingresar a la actividad (debiendo las entidades generadoras operar de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento Interno); y al momento de celebrar un contrato de suministro con un cliente.
- Un contrato bilateral
- Un contrato oneroso
- Un contrato oneroso conmutativo para ambas partes, pero aleatorio para la empresa deficitaria, considerando la operación económica global, contrato con cliente-transferencia de energía.
- Un contrato dependiente
- Un contrato dirigido
- Un contrato forzoso heterodoxo.
- Un contrato de ejecución sucesiva.
- Una compraventa de energía, si se consideran aisladamente. En cambio si se analizan luego de realizado el balance de inyecciones y retiros en que cada empresa pudo ser deficitaria o excedentaria, se asimilan más a la figura existente entre los cuenta correntistas, del contrato de cuenta corriente mercantil (507 Código Comercio).

⁸⁵ López Santa María, Jorge, ob. cit, página 135 y siguientes

Es importante destacar que en informe elaborado por el Gobierno, durante la tramitación del recurso de protección interpuesto por la Empresa Nacional de Electricidad y otras contra el Presidente de la República, se indica que “*las transferencias de energía se originan en la operación del sistema realizada por el CDEC y no en la voluntad de las empresas generadoras*”⁸⁶. Sobre el particular, si bien tal argumento puede resultar convincente al apreciar superficialmente el funcionamiento del sistema, tiene el defecto de no considerar que la simple obligación legal de despacho emanada del CDEC, es distinta a la obligación forzosamente impuesta de proveer energía al generador deficitario, ya que esta última depende necesariamente de la existencia de contratos de suministro que las empresas generadoras hayan celebrado con clientes, en virtud de lo cual la ley crea una figura paralela como son las transferencias de energía entre empresas generadoras y que consecuentemente dan lugar a un contrato.

Capítulo IV: Racionamiento Eléctrico y Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras. (artículo 99 y 99 bis DFL 1/82).

4.1 Evolución del marco Regulatorio:

Si bien el racionamiento eléctrico siempre estuvo regulado en nuestra legislación, sólo a contar de la ley 18.922 (publicada en el Diario Oficial con fecha 12 de febrero de 1990), las consecuencias de dictarse un decreto de racionamiento pasaron a tener mayor importancia, tanto para los consumidores, como para los agentes económicos que participan en la cadena de producción de energía eléctrica.

Durante la vigencia de la ley eléctrica original, sólo se establecía la posibilidad de dictar un decreto de racionamiento cuando existían fallas de centrales termoeléctricas o sequías, evento en el cual dejaban de regir las normas sobre calidad de suministro, de

⁸⁶ En informe emitido por el Ministro Secretario de la Presidencia, en recurso de Protección, tramitado ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, durante el año 1999, causa rol 2868-99.

acuerdo a lo dispuesto en el artículo 83 del DFL 1/82 y por tanto, no debía responderse de los perjuicios que ello provocaba.

Luego, por medio del N° 8 del artículo único de la ley 18.922, se incorporó en el cálculo de los precios de nudo y del costo marginal, una suma equivalente a los déficit de más frecuente ocurrencia en el sistema, el que se denominó *costo de racionamiento* (o costo de falla), valores que las empresas generadoras pasaron a tener derecho a recibir, al cobrar el precio de nudo por la energía suministrada a las empresas distribuidoras o, al cobrar el costo marginal, por la energía vendida en el mercado spot. Creándose una especie de seguro, que los mismos usuarios pagaban en su propio beneficio, para el evento en que se llegara a suspender el suministro.

Seguidamente, por medio del N° 2 del artículo 37 de la ley 18.959⁸⁷, se incorporó el artículo 99 bis, el cual estableció que, en caso de dictarse un decreto de racionamiento, las empresas generadoras debían pagar a los clientes regulados (empresas distribuidoras), una compensación por la energía no suministrada, equivalente a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía⁸⁸.

Es importante destacar, que la normativa dejaba al derecho común la posibilidad de pagar tal compensación; en razón de lo cual, las empresas generadoras se encontraban facultadas para exonerarse de su pago, alegando la existencia de caso fortuito ante situaciones de sequía o de fallas prolongadas de centrales generadoras. Además, se establecía como límite para calcular el déficit a compensar, el primer año hidrológico (en caso que la sequía durara más de uno) y la estadística hidrológica del año más seco utilizado en el cálculo de los precios de nudo. Por tanto, si la hidrología de un año determinado, era más seca que la utilizada para calcular los precios de nudo, obviamente se estaba en presencia de un caso fortuito, que exoneraba a las empresas generadoras del pago de la indemnización correspondiente. Lo cual era evidentemente injusto, toda vez que tanto los usuarios finales, como los generadores que adquieren energía a precio spot, siempre y bajo todo tipo de situaciones, están obligados a pagar el costo de racionamiento, mientras que las empresas no siempre se encontraban obligadas a restituir el costo de racionamiento.

⁸⁷ Publicada en el Diario Oficial con fecha 22 de febrero de 1990.

⁸⁸ Precio básico de la energía: El precio de nudo de la energía, sin aplicar el factor de penalización correspondiente al lugar donde se produce la energía.

Con todo, la ley 18.959 fue objeto de declaración de inaplicabilidad por inconstitucionalidad en el año 1992 en autos rol 15.952⁸⁹. En ellos, los recurrentes (ENDESA) alegaron que se había adquirido un derecho de propiedad a no responder por el déficit de suministro, en el evento de dictarse un decreto de racionamiento, esgrimiendo que tal derecho era de carácter incorporal e incorporado en el patrimonio; argumentos que fueron acogidos por la Corte Suprema. Además, se argumentó que los productores celebraron contratos con los clientes regulados, en virtud de los cuales se obligaban a proporcionarles suministro eléctrico y ellos por su parte, a pagar el precio de nudo de la energía surtida y, de acuerdo a lo que dispone el artículo 22 de la Ley de Efectos Retroactivos de las Leyes, en todo contrato se entiende incorporada la ley vigente al momento de su celebración y ésta, no imponía la obligación de indemnizar por los déficit de energía, mientras que la nueva normativa sí, motivo por el cual se declaró la inaplicabilidad por inconstitucionalidad de lo dispuesto en el artículo 99 bis.

Otro aspecto del fallo que resulta importante destacar, es que la Corte Suprema señaló: *“la sequía en sí no constituye caso fortuito, pero cuando se dicta un decreto de racionamiento, sí existe caso fortuito”*.

Finalmente, la ley 19.613 (publicada en el Diario Oficial con fecha 8 de Junio de 1999), modificó nuevamente el denominado régimen de compensaciones -más bien dicho, de indemnizaciones-, indicando principalmente lo siguiente⁹⁰:

- La imposibilidad que pesa sobre las empresas generadoras para eximirse del pago de las compensaciones a los clientes regulados, alegando situaciones de sequía o fallas prolongadas de centrales generadoras como constitutivas de caso fortuito (artículo 99 bis inciso 4º).
- La imposibilidad de considerar como fuerza mayor el hecho que la hidrología sea más seca que la considerada para el cálculo de los precios de nudo (artículo 99 bis inciso 4º -que reproduce lo dispuesto en el artículo 225 inciso final del DS 327/97-).

⁸⁹ Corte Suprema 9 de septiembre de 1992, R.D.J., t.39, sección 5ª, p. 254

⁹⁰ Las modificaciones más importantes y pertinentes a este trabajo, introducidas por la ley 19.613, se incorporaron al artículo 99 bis del DEFL/82; disposición que analizaremos orgánicamente en este capítulo,

- La facultad para que la autoridad dicte un decreto de racionamiento cuando se proyecte o exista un déficit por situaciones de sequía o fallas prolongadas (artículo 99 bis inciso 1°)
- El ejercicio de acciones judiciales no obsta al pago de las compensaciones (artículo 99 bis inciso 5°).
- El racionamiento es parejo (artículo 99 bis inciso 2°).
- Las transferencias de energía resultantes de la dictación de un decreto de racionamiento, también se valorizarán a costo marginal, el que en horas de racionamiento equivale al costo de falla (artículo 99 bis inciso final).

4.2 Conceptos Básicos

Los principales conceptos que se ven involucrados en el racionamiento eléctrico son los siguientes:

a) *Compensación (artículo 99 bis inciso 2°, 5° y 7° DFL 1/82)*: Es la suma de dinero a que tienen derecho los clientes regulados, a título de indemnización compensatoria, por el déficit de suministro sufrido, equivalente a la diferencia entre el precio de nudo y el costo de racionamiento. Su nombre (compensación) proviene de la forma como opera, ya que tal indemnización es pagada por las empresas generadoras, descontándolas de los precios que les deberían haber sido pagados por las empresas distribuidoras si no se hubiera suspendido el suministro (operando una compensación), debiendo estas últimas traspasar tal beneficio a los consumidores finales de acuerdo a los procedimientos que indique el decreto de racionamiento. Siendo de particular importancia que, en todo caso, el ejercicio de acciones jurisdiccionales, no obstará a su pago.

b) *Condición de Racionamiento*: Es una situación de hecho, en la cual el suministro de energía que las empresas productoras son capaces de entregar al sistema, no es suficiente

especialmente en lo que se refiere a los requisitos y consecuencias de la dictación de un decreto de racionamiento.

como para satisfacer la demanda global de los consumidores; en que el déficit respectivo, puede ser producido por cualquier circunstancia.

El artículo 264 del DS 327/97 señala que existe ***condición de racionamiento en una barra –sector- si, por cualquier circunstancia, los aportes de potencia no son suficientes para satisfacer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio. La profundidad de la falla se establecerá respecto de la última proyección de demanda existente, en condiciones normales de calidad de servicio.*** Sobre el particular, el Ministro de Economía ha señalado que el CDEC-SIC, en previsión de eventuales racionamientos, debe establecer cuales son los niveles de consumo esperados en condiciones normales de abastecimiento, para que existan antecedentes horarios del nivel de profundidad de la falla a considerar, para establecer el costo marginal del sistema (costo de racionamiento)⁹¹, el que precisamente depende de la profundidad de la falla⁹².

c) Costo de Racionamiento: Se encuentra definido en el artículo 99 del DFL 1/82 como el costo del kW/h incurrido en promedio por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla incluso con generadores de emergencia, si así conviniera. Se determina como un valor único y debe ser representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema (definido en el artículo 99 N°2 del DFL 1/82 y en el artículo 330 N°8 del DS 327/97).

d) Decreto de Racionamiento: De acuerdo a los términos indicados en el artículo 99 bis inciso 1° (modificado por la ley 19.613), puede concluirse que es un acto de autoridad dictado cuando, en los hechos, se demuestra que *existe o puede existir* un déficit de energía en el sistema, provocado por:

- Fallas prolongadas de centrales generadoras
- Situaciones de sequía.

Ante tales eventualidades, se faculta al Ministro de Economía, para que previo informe de la CNE, dicte el decreto de racionamiento.

⁹¹ Al resolver la divergencia respectiva, con fecha 16 de mayo de 1997.

⁹² Ello se explica porque el costo marginal debe ir aumentando a medida que la energía es más escasa, de manera que si hay condición de racionamiento, el costo marginal debe equivaler al costo de falla.

La ley eléctrica entrega a la autoridad la facultad, tanto para apreciar la existencia de las circunstancias de hecho que permiten dictar el decreto de racionamiento, como su oportunidad, de manera que su dictación es un acto que corresponde privativamente al Ministro de Economía.

De lo anteriormente expuesto debe colegirse que, si bien la dictación del decreto de racionamiento es un *acto privativo de la autoridad*⁹³, sólo puede dictarse en tanto se cumplan los presupuestos de hecho que habilitan para ello, debiendo siempre la autoridad estar sujeta a responder por los daños patrimoniales que cause a los actores involucrados, en el evento que las consideraciones hayan sido tomadas en cuenta de manera equivocada, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 38 inciso segundo de la Constitución Política de la República.

d.1) Contenido del decreto de racionamiento (artículo 99 bis DFL 1/82):

- i) El valor a pagar por cada kW/h de déficit, para el cual se utilizarán los valores considerados en la última fijación de los precios de nudo del sistema en cuestión, con la limitante que, en caso alguno, ese monto puede ser superior al promedio utilizado para el cálculo de las últimas seis fijaciones de los precios de nudo (artículo 99 bis inciso 7° DFL 1/82).
- ii) Forma de calcular el déficit (artículo 99 bis inciso 1° y 7° DFL 1/82),
- iii) Montos y procedimientos para que las empresas distribuidoras, traspasen la indemnización recibida a los consumidores finales, de acuerdo a lo ordenado en el artículo 99 bis inciso 7° del DFL 1/82.
- iv) Forma de administrar y disminuir el déficit de energía eléctrica (artículo 99 bis inciso 1° y 2° DFL 1/82).

4.3 Consecuencias de la dictación de un Decreto de Racionamiento

⁹³ Para algunos autores, incluso es un acto discrecional de la autoridad, como indica el Sr. Cordero V, Luis; “*Los hechos y supuestos de hecho para el ejercicio de potestades administrativas. Aplicación a un caso práctico*”, Revista de Derecho Público, Universidad de Chile.

- i) Dejan de regir las normas sobre calidad y continuidad del servicio (artículo 83 del DFL 1/82).
- ii) Los clientes regulados tienen derecho a ser compensados.
- iii) Las transferencias de energía entre empresas generadoras se continúan valorizando a costo marginal, con la particularidad que en un evento como éste, equivale al costo de falla.
- iv) Se restringe el consumo proporcionalmente y sin discriminación alguna entre todas las empresas generadoras (racionamiento parejo).

Sobre los tres últimos aspectos es necesario hacer ciertas precisiones.

- a) ***Los clientes regulados tienen derecho a ser compensados (artículo 99 bis inciso 2º, 3º y 7º DFL 1/82).***

En primer lugar, es necesario notar que el eventual derecho a compensación sólo existe respecto de los clientes regulados y no beneficia a los clientes libres, debido a que ellos se rigen por lo que se establezca en el contrato respectivo.

Considerando que los clientes libres siempre pueden autoabastecerse de energía por medios propios y, su mayor poder de negociación; la ley presupone que se encuentran en una condición de igualdad suficiente como para pactar algún tipo de indemnización en caso de incumplimiento contractual o, incluso en el evento que nada se hubiera acordado, el legislador parte de la base que los montos de dinero involucrados, permiten interponer las acciones judiciales correspondientes, sin mayores dificultades.

En cuanto a la naturaleza jurídica del derecho a indemnización que la ley regula en favor de los clientes regulados, denominada comúnmente como “*compensaciones*” (artículo 99 bis inc. 4º del DFL 1/82), es una indemnización determinada ex ante por el legislador, cuyo fundamento es el daño que implica para la empresa distribuidora, el incumplimiento de contrato que se da a lugar cuando el generador con quien ha celebrado un contrato de suministro, no la surte energía. Con la particularidad que esta indemnización, por mandato de la ley, debe ser entregada a un tercero relacionado con

quien tiene derecho a ella (empresa distribuidora-consumidor final), ya que finalmente y en la práctica, los consumidores finales son los que sufren el perjuicio por la falta de energía eléctrica (artículo 99 bis inciso 2° y 7°). Es decir, a través de esta figura, el legislador pretende hacer responsable a las empresas generadoras por el déficit de energía que sufren los consumidores finales, con quien no existe vínculo contractual alguno.

Para analizar el tratamiento del derecho a indemnización establecido en beneficio de los clientes regulados, es necesario singularizar los motivos por los cuales se ha dictado el decreto de racionamiento, debiendo distinguirse:

- i) Si el decreto de racionamiento se dicta por cualquier otra circunstancia que no sean fallas prolongadas de centrales generadoras o situaciones de sequía, existentes o proyectadas o;
- ii) Si el decreto de racionamiento se dictó porque existen o se proyectan fallas prolongadas de centrales generadoras o situaciones de sequía;

i) Decreto de racionamiento dictado por cualquier otra circunstancia que no sean fallas prolongadas de centrales generadoras o situaciones de sequía, existentes o proyectadas (inciso 6° artículo 99 bis DFL 1/82).

Cuando el decreto de racionamiento se dicte por una causal distinta de la contemplada en el artículo 99 bis inciso 4° DFL 1/82 – situaciones de sequía o fallas prolongadas de centrales-, el inciso 6° de la misma norma, señala que corresponde a la SEC determinar si esa circunstancia, que motivó la dictación del decreto de racionamiento, constituye fuerza mayor o no.

En consecuencia, en un caso como el propuesto, la ley eléctrica se remite al régimen general del derecho civil, para determinar si procede o no el pago de compensaciones por el déficit de energía.

Por tanto, no puede argumentarse que existe una obligación de pago de la *indemnización* sujeta a condición suspensiva, como lo señala el gobierno en el informe emitido en autos de protección, seguido ante la Il. Corte de Apelaciones de Santiago

caratulados “Empresa Nacional de Electricidad y otras con S.E. Presidente de la República”⁹⁴.

- ii) *Decreto de racionamiento dictado porque se proyectan o existen fallas prolongadas de centrales generadoras o situaciones de sequía (artículo 99 bis inciso 4° DFL 1/82).*

En este caso, el inciso 4° del artículo 99 bis del DFL 1/82, señala que los clientes regulados tendrán derecho a ser indemnizados, sin que puedan calificarse como caso fortuito o fuerza mayor, las situaciones de sequía o fallas prolongadas de centrales eléctricas.

Sobre el particular, corresponde hacer presente la impropiedad del lenguaje utilizado por el legislador, ya que debió haber consagrado la imposibilidad de las empresas generadoras, para eximirse de responsabilidad alegando caso fortuito o fuerza mayor, pero no restringir a los Tribunales de Justicia, la posibilidad de declarar tales eventos como caso fortuito o fuerza mayor, como en la especie se ha hecho.

Un segundo aspecto que es de importancia analizar, es la jurisprudencia que antes de la modificación legal, se había dictado sobre el tema. Al respecto, la Excm. Corte Suprema en fallo de fecha 9 de septiembre de 1992⁹⁵, señaló que: “...*la sequía en sí, no constituye caso fortuito, pero cuando se dicta un decreto de racionamiento, sí existe caso fortuito*”.

Como puede apreciarse, el legislador dio una solución diametralmente opuesta a lo que nuestro máximo tribunal ha resuelto, en cuanto el inciso 4° del artículo 99 bis expresa en lo pertinente: “... *las situaciones de sequía o fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica que determine la dictación de un decreto de racionamiento, en ningún caso podrán ser calificados como caso fortuito o fuerza mayor.*”. Esto es, se establece que por el sólo hecho de dictarse un decreto de racionamiento fundado en situaciones de sequía, siempre y en todo caso, los clientes regulados tendrán derecho a

⁹⁴ Autos rol 2868-99. En efecto a fojas 328 se indica: “*Se trata de una **condición suspensiva**, pues mientras no se produzca el déficit y se dicte el decreto, está suspendida la exigibilidad de la obligación. Por lo mismo, nadie puede demandar su cumplimiento, ni el generador está obligado a cumplir la obligación..... De este modo, sin decreto de racionamiento no hay obligación de compensar*”

ser compensados, prohibiendo a quienes corresponda conocer de estos asuntos, que tales circunstancias puedan ser calificadas como caso fortuito o fuerza mayor, para efectos de eximir de responsabilidad a las empresas generadoras.

El gobierno, en informe emitido en recurso de protección al cual se hizo alusión en el punto anterior, ha señalado que en los términos actuales de la legislación, el pago de las respectivas *compensaciones* obedecen al cumplimiento de una condición suspensiva. Argumentando que, en tanto el costo de racionamiento se paga a todo evento por los clientes regulados, como componente del precio de nudo (justamente para compensar los perjuicios que implica para ellos mismos, un déficit del sistema), una vez que se dicta un decreto de racionamiento, se cumple la condición suspensiva, haciéndose exigible la obligación de pago de las empresas generadoras. Agregando, que esa es la justificación por la cual la ley señala, en el artículo 99 bis inciso 5º, que “*en todo caso el ejercicio de acciones judiciales no obstará al pago de las compensaciones previstas en los incisos anteriores*”.

De admitir que lo aseverado por el gobierno es exacto desde un punto de vista jurídico, debe complementarse el análisis, señalando que la figura en estudio es del todo asimilable a un contrato forzoso de seguro. En el cual, el monto correspondiente al costo de racionamiento, pagado como componente del precio de nudo, equivale al pago de la prima; mientras que el valor entregado por la empresa generadora a título de *compensación*, es el pago por el siniestro que implica para los usuarios regulados, no disponer de la energía oportunamente.

Sin embargo, creemos que jurídicamente existe otra postura jurídicamente sustentable. En efecto, la justificación del establecimiento de las compensaciones se funda, en que mantener un sistema infalible (especialmente ante situaciones de sequía o fallas prolongadas de centrales) es estadísticamente posible, pero inaceptable desde el punto de vista de los costos que ello implica; en razón de lo cual, es mejor que los propios usuarios paguen su propia indemnización para el evento en que existan fallas del sistema. Esto es, se opta por un sistema que puede fallar, regulando una compensación suficiente la misma ley.

⁹⁵ R.D.J., t.39, sección 5ª, p. 254.

Ante un escenario como el propuesto, donde se ha creado un régimen indemnizatorio, diseñado en base a un sistema eléctrico que se sabe a ciencia cierta, no va a ser capaz de suplir la demanda de energía en todo tiempo y bajo todo tipo de circunstancias, puede argumentarse que, más que una obligación sujeta condición suspensiva, es una obligación sujeta a plazo suspensivo indeterminado, ya que se sabe que el sistema va a fallar (se ha diseñado así), pero no cuando.

La disposición en comento (artículo 99 bis inc. 4º), considerada en armonía con el resto de la normativa aplicable a las empresas distribuidoras, ha provocado enormes repercusiones dentro del funcionamiento general del sistema.

En lo que interesa, las normas que mayor discusión han provocado son: a) el artículo 99 bis inciso 4º del DFL 1/82 y; b) el artículo 240 del DS 327/97. La primera disposición, ya ha sido comentada. La segunda, establece que las empresas distribuidoras deberán contar permanentemente con fuentes de abastecimiento que les permita satisfacer el total de sus necesidades proyectadas para, a lo menos, los próximos tres años. En caso que la obligación anterior se cumpla mediante contratos, las empresas distribuidoras deberán contar con un “...sistema de acceso abierto a los diferentes oferentes del mercado, en que se convoque públicamente a éstos a participar en el abastecimiento que requieran contratar, bajo condiciones libremente definidas, que sean de general aplicación...”, esto es, las empresas distribuidoras deben contratar con las empresas generadoras mediante el sistema de licitación pública.

Si bien el artículo 240 del DS 327/97 tuvo por objeto dar más transparencia al sistema⁹⁶, lo dispuesto en tal norma, más las modificaciones instauradas al artículo 99 bis, incorporadas por medio de la ley 19.613, provocaron que las empresas generadoras dejaran de participar en los procesos de licitación propuestos por las empresas distribuidoras, por medio de los cuales éstas pretendían asegurar el abastecimiento de los clientes ubicados en su zona de concesión.

Las principal razón que las entidades productoras esgrimen para no participar en tales procesos de contratación abierta es, que el riesgo al cual se exponen al comprometerse

⁹⁶ La fuente material de esta norma se encuentra en la resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva.

a suministrar energía a una empresa distribuidora, con un sistema de responsabilidad a todo evento, es demasiado alto en relación a las eventuales utilidades que podrían obtener por medio de los contratos públicamente licitados. Por otro lado, las empresas distribuidoras señalan que la falta de participación en las licitaciones a que se ha hecho mención, no les resulta imputable, ya que la ley fija los precios máximos que pueden pagar por la energía proporcionada (precio de nudo de la energía), sin que sea posible pactar otro valor superior y, lógicamente, no pueden forzar a las empresas generadoras adherir a las condiciones que se proponen.

Ante ello, el Ministro de Economía⁹⁷ estableció que es obligación del sistema abastecer a las empresas distribuidoras que carecen de contratos y de medios de generación propios, para abastecer sus compromisos contractuales, toda vez que siempre se debe garantizar la seguridad del servicio; reemplazando, en la práctica, el contrato por medio de la respectiva resolución.

b) Las transferencias de energía que se determinen mediante el balance de inyecciones y retiros, se siguen valorizando a costo marginal, el que equivale al costo de falla (inciso final artículo 99 bis DFL 1/82).

El inciso final del artículo 99 bis del DFL 1/82, incorporado por la ley 19.613⁹⁸ establece que “*las transferencias de energía que se produzcan en un CDEC, resultantes de la dictación de un decreto de racionamiento, también se valorizarán a costo marginal aplicable a las transacciones de energía del sistema, el que en horas de racionamiento, equivale al costo de falla*”.

A su vez, el artículo 264 del DS 327/97 señala una cosa similar, pero aclara que tal costo deberá determinarse conforme a la profundidad de la falla.

El primer aspecto a precisar es que, de acuerdo al sentido gramatical de lo dispuesto por el inciso final del artículo 99 bis del DFL 1/82, debe concluirse que no todas las

⁹⁷ Resolución N° 88, de fecha 30/05/2001.

⁹⁸ Haciendo eco de lo resuelto por el Ministro de Economía, en resolución N°21-99, de fecha 26/03/99, en la cual determina que las transferencias de energía ocurridas después del 11/11/1998 (fecha en la cual se dictó un decreto de racionamiento) deben valorizarse a costo de falla.

transferencias de energía deben ser valorizadas a costo de falla, sino que sólo las que se produzcan en horas de racionamiento.

Sobre el particular, el Ministro de Economía ha señalado que *“Los modelos operacionales del CDEC-SIC incluyen los diferentes costos de falla, dependiendo de la profundidad de ella y tal modelación es la misma que usa la CNE para el cálculo de los precios de nudo, siendo tales modelos acordados convencionalmente por los integrantes del CDEC y que por ende los obligan a cada uno⁹⁹”*.

El establecimiento de este valor único y predeterminado para las transferencias de energía, se fundamenta en que al ser escasa la disponibilidad de energía (sea por falta de agua o por fallas de centrales) se torna extraordinariamente complejo determinar el costo marginal conforme a los procedimientos normales. Por ello, resulta más conveniente establecer un valor fijo y estable para determinar el precio al cual deben valorizarse las transferencias.

La importancia del costo de falla es ser un gran incentivo para los generadores en caso de déficit de energía, toda vez que es un precio único, varias veces más alto que el costo marginal normal y que varía, no en relación a los costos de la última central despachada, sino que aumentando en razón de la profundidad de la crisis energética, de manera que debe operar como un estímulo, dirigido a que el generador deficitario aumente su capacidad de generación y destine sus mayores esfuerzos (recursos) para eliminar el déficit, ya que si no lo hace, todo lo que pudo haber recibido previamente por concepto de costo marginal (en el que se incluía el costo de racionamiento), va a tener que restituirlo al valorizarse las transferencias de energía a costo de falla.

De ésta manera el costo de falla cumple una doble función:

- 1) Opera como un seguro, para que en eventos de déficit, la generadora lo restituya por concepto de costo marginal valorado a costo de falla, en caso que se dicte un decreto de racionamiento, por cualquier motivo que ello sea.
- 2) Opera como un incentivo para evitar y solucionar la crisis energética, ya que los montos de dinero recibidos por tal concepto, de no producirse nunca una falla, no van a tener que restituirse a los demás generadores.

⁹⁹ En resolución exenta N° 21, de fecha 26 de marzo de 1999.

Sin embargo, no todas las empresas generadoras están de acuerdo con que las transferencias de energía en estas circunstancias se valoricen a costo de falla, toda vez que, argumentan, ello implica un pago inmerecido y extraordinario para las empresas excedentarias, quienes ya han sido retribuidas por apoyar el sistema en eventos de déficit, a través de la remuneración que reciben por concepto de potencia firme (o Margen de Reserva Teórico, en adelante MTR). Señalando además, que valorizar las transferencias de energía a costo de falla, sólo tiene por objeto incentivar a las empresas para que no se sobrecontraten, mientras que el MTR, es el que tiene por objeto dar seguridad al sistema, lo que obviamente se deja de lado al momento de instituir el costo de falla, en las transferencias de energía¹⁰⁰.

Relacionando las transferencias de energía entre empresas generadoras a costo de falla, con el pago que se debe hacer a título de compensaciones a los consumidores regulados cuando se dicta un decreto de racionamiento, se planteó una divergencia por las empresas generadoras fundada en lo siguiente:

El artículo 99 bis, antes de la modificación legal que introdujo la ley 19.613 señalaba en lo pertinente *“De producirse un déficit de generación eléctrica derivados de fallas de centrales termoeléctricas o bien sequías, que lleven a la dictación de un decreto de racionamiento por el Ministerio de Economía, las empresas generadoras que no lograren satisfacer el consumo normal de sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, deberán pagarles cada kw/h de déficit a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía, a los que se refiere el artículo 99 anterior.”*

Y a continuación establecía: *“Para el cálculo de los déficits originados en situaciones de sequía, **no podrán utilizarse los aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de los precios de nudo**”*.

¹⁰⁰ Paredes M, Ricardo y Sapag P, José, *“Fortalezas y debilidades del marco regulatorio eléctrico chileno: Propuestas para un cambio”*, pág. 28, CIADE, Universidad de Chile, 2001.

En consecuencia, tal disposición permitía que las empresas generadoras se eximieran de pagar las compensaciones a que tienen derechos los usuarios, por la causal sequía (dentro de todas las demás situaciones de caso fortuito), en caso de que la hidrología sea más seca que la del año 1968-1969.

Con la actual modificación al artículo 99 bis, se eliminó expresamente tal causal de exoneración de responsabilidad en el inciso 4º, sin embargo el problema igual subsiste.

En efecto, se ha sostenido que si el carácter de deficitario de un generador, se da por el hecho de celebrar contratos y en tanto éstos se celebraron bajo la vigencia del anterior artículo 99 bis, que exoneraba en la obligación de compensar por tratarse de un caso fortuito, también se debería estar eximido de pagar las transferencias a costo de falla. Por ello, al resolver la respectiva divergencia, el Ministro de Economía ha señalado que: *“las normas referidas al pago de las transferencias rigen sólo intra generadores y no existe relación normativa que permita trasladar tal situación a todos los subsectores de la actividad, de manera que el efecto de la hidrología como elemento condicionante de las compensaciones económicas del artículo 99 bis de la ley, no es trasladable al supuesto previsto en el artículo 264 inciso segundo del reglamento, que es el que regula las transferencias de energía entre las empresas generadoras*¹⁰¹.

c) El déficit debe distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie, entre todas las empresas generadoras (racionamiento parejo). Artículo 99 bis inciso 2º DFL 1/82.

De acuerdo a lo establecido en nuestra legislación, en el artículo 99 bis inciso 2º del DFL 1/82 (en inciso agregado por la ley 19.613), una vez que existe déficit de energía, todos los productores deben quedar sujetos al régimen de racionamiento por igual, es decir, toda la capacidad de generación de todas las empresas generadoras (o indicándolo en términos económicos, la oferta agregada de energía eléctrica), debe ser reducida porcentualmente. El fundamento esgrimido por el gobierno para aquello, es que si el déficit es del sistema en su globalidad, el racionamiento también debe ser del sistema en su

¹⁰¹ En resolución exenta N° 21 de fecha 26 de marzo de 1999.

conjunto y por tanto, el racionamiento debe ser parejo¹⁰². De no ser así, en el evento que una distribuidora haya contratado sólo con sólo una empresa generadora deficitaria, implicaría dejar sin energía, por todo el período de déficit a sus clientes finales, lo que resulta injusto ya que ellos (los clientes finales) no pudieron elegir con qué empresa generadora contratar.

Con todo, la solución legal es rechazada por las empresas generadoras dando dos argumentos principales al respecto:

- a) Que el racionamiento parejo sólo produce incentivos a aumentar la producción respecto de las empresas deficitarias, pero no respecto de las excedentarias, a quienes al contrario, les convendría mantener el déficit o incluso aumentarlo¹⁰³.
- b) Que el racionamiento parejo impide que los clientes discriminen entre empresas que llevaron una política comercial adecuada, de quienes no lo hicieron, producto de lo cual, los generadores tienen menos incentivos para llevar a cabo un política comercial prudente. Y en el caso que una empresa distribuidora haya contratado todo su consumo con un generador deficitario, lo que correspondería es hacerla responsable por su política comercial, pero no socializar el déficit a través del racionamiento parejo¹⁰⁴.

Finalmente, se argumenta que un racionamiento **no parejo**, permite a las empresas generadoras restringir sin discriminación alguna el consumo (respecto de los clientes libres y regulados), toda vez que existe la posibilidad de pactar restricciones voluntarias de consumo, tanto respecto de los consumidores regulados como de los libres, que aprecien la energía menos que el costo de falla, de modo que se consumirían únicamente aquellos kW valorados en más que el costo de falla¹⁰⁵.

¹⁰² Informe emitido por el Gobierno en autos sobre protección, rol 2868-99.

¹⁰³ Paredes M., Ricardo y Sapag P., José; ob,cit, página 59.

¹⁰⁴ Díaz, Galétovic y Soto, ob.cit, pág. 187.

¹⁰⁵ Idem nota anterior, pág. 167.

Capítulo V: Efectos de las Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras Eléctricas

5.1.- Determinación de la Obligación Emanada de las Transferencias de Energía

Si bien es cierto que en las transferencias de energía, tanto las entidades excedentarias como deficitarias resultan obligadas; sobre los primeros, pesa no sólo la obligación de proveer a la empresa deficitaria, sino que se superpone además, el deber de proveer de energía al sistema, de acuerdo al despacho ordenado por el CDEC. Mientras que por parte de la empresa deficitaria, sólo existe la obligación de pagar las transferencias, habidas en el período anterior, antes del día 22 de cada mes, de acuerdo a lo dispuesto en el DFL 1/82, el DS 327/97 y Reglamento Interno.

Independientemente de tales precisiones, en nuestra ley eléctrica, su reglamento y el Reglamento Interno, existen distintas normas que hacen referencia a la obligación de pagar el costo marginal de la energía proporcionada, que pesa sobre la empresa deficitaria, como sucede con:

- Artículo 91 del DFL 1/82: indica que las transferencias de energía eléctrica serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos, calculados por el organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga.
- Artículo 171 DS 327/97: señala que las instrucciones de coordinación del CDEC son *obligatorias* para todas las centrales generadoras interconectadas al respectivo sistema.
- Artículo 251 DS 327/97: establece una serie de suministros sujetos a fijación de precios y en su inciso final, señala que los demás suministros no incluidos anteriormente, no están sujetos a fijación de precios, sin perjuicio de las normas que regulan las transferencias de energía entre empresas generadoras.
- Artículo 266 DS 327/97, 110 y 133 Reglamento Interno CDEC-SIC: Indican que cada generador con saldo neto mensual negativo *pagará* (imperativo) dicha cantidad -costo marginal- antes del día 22 de cada mes.

- Artículo 3º Reglamento Interno CDEC-SIC: Las instrucciones de coordinación del CDEC, son obligatorias para las empresas generadoras y líneas de transportes.

En consecuencia, la relación existente entre un generador excedentario y deficitario, es la relación propia de un acreedor y deudor; por tanto, para conocer los derechos que tiene uno sobre el otro, corresponde analizar las normas generales y pertinentes del derecho civil.

La obligación puede ser definida cómo el “*vínculo jurídico que coloca a una persona determinada en la necesidad de dar, hacer o no hacer alguna cosa, respecto de otra también determinada*”¹⁰⁶ o como “*Una situación jurídica , en la cual una persona (acreedor) tiene un derecho (personal) que le permite exigir o reclamar un comportamiento de otra persona (deudor), que soporta el deber jurídico de realizar a favor de aquel un determinado comportamiento (deber de prestación)*”¹⁰⁷.

A su vez, los elementos de toda obligación son:

- Acreedor:** Sujeto activo de la obligación, que en la materia de estudio es el productor *excedentario*.
- Deudor:** Sujeto pasivo de la obligación, colocado en la necesidad de dar, hacer o no hacer una cosa, para el caso, el generador *deficitario*.
- Cosa debida:** Es el objeto de la obligación, es decir, lo que el acreedor tiene derecho a exigir del deudor. Para el caso, en la medida que las transferencias de energía dan lugar a un contrato bilateral, el objeto de la obligación es por un lado, la energía requerida para abastecer al cliente de la empresa deficitaria y, por otro, el valor de la energía suministrada por el productor excedentario.

Puede observarse que todos los elementos de la obligación están presentes en las transferencias de energía y por tanto corresponde analizarlos, para determinar cuáles son los efectos que emanan de ellas.

¹⁰⁶ Arturo Alessandri R., “*Teoría de las obligaciones*”, pág. 9, Editorial Jurídica 1988.

¹⁰⁷ Díez- Picazo, “*Fundamentos del Derecho Civil Patrimonial*”, v.II “*Las Relaciones Obligatorias*”, página 51, Editorial Civitas, Madrid, 1996.

La empresa generadora excedentaria, como todo acreedor, tiene un **derecho de prenda general** (o más bien una garantía general) sobre el patrimonio del productor deficitario, que el Código Civil reglamentó en el artículo 2465 señalando que “*Toda obligación personal da al acreedor el derecho de perseguir su ejecución sobre todos los bienes raíces o muebles del deudor, sean presentes o futuros, exceptuándose solamente los no embargables designados en el artículo 1618*”. Y el artículo 2469 del mismo cuerpo legal, señala que los acreedores pueden exigir que se vendan todos los bienes del deudor que sean embargables, hasta la concurrencia de sus créditos, intereses y costas, para que con el producto de la enajenación, se satisfagan sus créditos.

Esta garantía general presenta las siguientes características¹⁰⁸:

- Es universal e ilimitada.
- Es en principio, igualitaria para los acreedores.
- Confiere una serie de derechos al acreedor.

Tal derecho de prenda general, permite a la entidad excedentaria obtener el cumplimiento, incluso forzosamente de la obligación del productor deficitario. Y en el evento que ello no sea posible, tiene derecho a obtener el cumplimiento por equivalencia y la reparación del daño que ha provocado el incumplimiento, cumplimiento defectuoso o tardío de la obligación, por medio de la indemnización de perjuicios. Así como también puede ejercer los derechos auxiliares que sea necesarios, para mantener la integridad del patrimonio del deudor.

5.2 Problemas Prácticos que se han Presentado en el Cumplimiento de la Obligación.

En situaciones límites del sistema, como una fuerte sequía o un desperfecto reiterado de unidades generadoras, puede suceder que la empresa deficitaria impugne la determinación del costo marginal o esgrima la posibilidad de eximirse de pagar el costo de falla, sin que el productor excedentario posea una herramienta jurídica eficiente para

¹⁰⁸ René Abeliuk M., ob.cit, t. II, pág. 486.

compelerlo a ello. Debido a que éste, no puede dejar de proveer energía al productor deficitario (ni menos aún al sistema), oponiendo a su deudor la acción emanada de la condición resolutoria, contemplada en el artículo 1489 del Código Civil.

Incluso más, considerando que la actividad de generación hidroeléctrica requiere concesión sólo para establecerse (no para operar) según lo que dispone el artículo 2 N°1 letra a) del D.F.L1 y que, a mayor abundamiento, la generación termoeléctrica ni siquiera requiere concesión para ello, como expresamente lo señala el artículo 3 letra a) de la ley eléctrica, sólo cabe concluir que el Estado no tiene grandes herramientas jurídicas de presión, como es la caducidad¹⁰⁹, para exigir que las empresas generadoras efectivamente hagan tales pagos en el momento en que señala la ley, el DS 327/97 y el Reglamento Interno.

Así, bastaba la sola impugnación de la determinación del costo marginal para que este valor no se pagara. En efecto, ante tal evento correspondía dar curso a la tramitación de la respectiva divergencia, la que en primer lugar y sólo como recomendación, debe ser resuelta por el *comité de expertos* y luego, en caso que las partes no se conformen, corresponde dirimir el asunto al Ministro de Economía -como un organismo técnico-, con carácter de obligatorio. Luego, ante tal resolución la parte que se vea afectada, puede incluso interponer un recurso de protección, si estima que se ha infringido un derecho garantizado por la Constitución o deducir un recurso de amparo económico; demostrándose que el pago el precio spot derivado de una transferencia de energía, puede ser retardado en extremo.

Incluso más, justo en medio de la crisis eléctrica vivida durante el año 1998, sólo en que el Ministro de Economía resolviera la respectiva divergencia, donde se impugnó por parte de algunas empresas generadoras la posibilidad de que el costo marginal sea equivalente al costo de falla (luego de decretarse el racionamiento el día 11 de noviembre de tal año), transcurrieron más de cuatro meses; precisamente cuando su determinación era más que fundamental, para determinar qué empresa generadora debía producir energía, en base al

¹⁰⁹ Herramienta jurídica que sí tiene tratándose de un concesionario del servicio público de distribución.

despacho ordenado del CDEC, desarticulándose todo el sistema de precios contenidos en la ley eléctrica, que busca incentivar la pronta solución a las crisis existente en el sistema.

5.3 Derechos del Acreedor en caso de Incumplimiento.

En consecuencia y, continuando con el análisis de la obligación, usualmente el generador deficitario deja de cumplir su obligación voluntariamente, pagando sólo la cantidad no disputada. Vale decir, existe un cumplimiento parcial y tardío de una obligación de dar.

Hay un cumplimiento parcial, en caso que la obligación de pagar la transferencia sea satisfecha sólo en parte, por lo general, se cumple la obligación en la parte no disputada, aplicando la regla del artículo 1592 del Código Civil. En el evento en que nada se pague, existiría evidentemente, un incumplimiento total.

Es sabido que en caso de incumplimiento, nuestro derecho da dos opciones principales al acreedor: *Ejecución forzada* y, en subsidio, *indemnización de perjuicios* compensatorios, pudiendo solicitarse, en todo caso, la correspondiente indemnización por el retardo.

Al efecto, nos interesa la ejecución forzada en las obligaciones de dar y la indemnización de perjuicios.

5.3.1.- Ejecución forzada de la obligación de pagar el costo marginal derivado de las transferencias de energía eléctrica.

La ejecución forzada tiene por objeto que el deudor cumpla la obligación adquirida incluso, por medio de la fuerza pública.

Para poder proceder a la ejecución forzada de la obligación de pago de las transferencias de energía, se requiere que la obligación sea *líquida, actualmente exigible y que conste en un título auténtico o ejecutivo*, es decir, que se cumplan todos los requisitos

señalados en la ley para iniciar un juicio ejecutivo (artículo 434, 436, 438, 439, 442 del Código de Procedimiento Civil), cuyo *fundamento es la existencia de una obligación indubitada*¹¹⁰.

Tales requisitos exigidos por la ley, impiden perseguir forzosamente el cumplimiento de la obligación de pagar las transferencias de energía, ya que sucede exactamente lo contrario, esto es, el título (balance del CDEC) que establece la obligación es precisamente discutible, pudiendo someterse al procedimiento de divergencia. La ley no otorga mérito de título ejecutivo a la decisión del CDEC, por medio de la cual se indica el monto que debe pagar la empresa deficitaria por concepto de transferencias de energía.

Por ende, para proceder a la ejecución forzada de las obligaciones de dar, es necesario obtener un título ejecutivo, sea a través de la preparación de la vía ejecutiva (por ejemplo, por medio de la gestión preparatoria de citación a confesar de deuda), una sentencia obtenida en juicio ordinario o por otro medio, como una letra de cambio o un pagaré.

5.3.2.- Indemnización de perjuicios

Cuando el generador deficitario incumple su obligación, sea totalmente, imperfecta o tardíamente, el productor excedentario ve, necesariamente lesionado su patrimonio, pudiendo exigir en consecuencia, la indemnización de perjuicios correspondiente.

La indemnización de perjuicios puede definirse como “*el derecho que tiene el acreedor, para exigir del deudor el pago de una cantidad de dinero equivalente a la ventaja o beneficio que le habría procurado el cumplimiento efectivo y oportuno de la obligación*”¹¹¹. Tiene por objeto satisfacer al acreedor por equivalencia.

En tanto la obligación derivada de las transferencias de energía, es una obligación de dinero, el perjuicio es el interés (1559 Código Civil) por el sólo hecho del retardo, no siendo necesario acreditar perjuicios. Al respecto, el N° 1 del artículo 1559 del Código Civil indica que: “*Se siguen debiendo los intereses convencionales, si se ha pactado un*

¹¹⁰ Maturana M., Cristián, Separata Facultad de Derecho Universidad de Chile, Departamento de Derecho Procesal: “*El Procedimiento Sumario, el Juicio Ejecutivo, el Juicio de Hacienda y otros procedimientos especiales*”, 1999.

¹¹¹ Arturo Alessandri R., op. Cit, pág. 74.

interés superior al legal”, disposición que debe ser relacionada con lo dispuesto en el artículo 135 del Reglamento Interno del CDEC-SIC, el cual señala que en caso de incumplimiento, el acreedor tendrá derecho a que se le pague el máximo interés convencional que la ley permite aplicar para operaciones no reajustables a menos de 90 días (esto en el entendido que el Reglamento Interno debe ser adoptado por la unanimidad de los miembros del CDEC).

Por otro lado, para que el productor excedentario tenga derecho a tal indemnización por el incumplimiento, es necesario que el deudor esté en mora, para lo cual corresponde aplicar lo prescrito en el N° 3 del artículo 1551 del Código Civil, siendo necesario reconvenir judicialmente al deudor. Ello, debido a que el plazo contemplado en el artículo 266 del DS 327/97, no es “estipulado” y como tal no puede aplicarse la regla contemplada en el N° 1 del artículo 1551 de tal cuerpo legal¹¹².

Es importante destacar que no es posible exonerarse de la obligación de pagar los intereses, señalando que el deudor por circunstancias totalmente ajenas a él (dentro de las cuales se encuentra el caso fortuito o fuerza mayor), no pudo cumplir con su obligación. Porque una obligación de dinero nunca va ser imposible de cumplir, en tanto éste es el género más puro; sólo la insolvencia va a provocar el incumplimiento, la que en caso alguno es excusa, sino que da lugar al procedimiento concursal. Y además, debido a que el artículo 1559 del Código Civil señala que se deben perjuicios sólo por el retardo, sin preocuparse por la imputabilidad de éste. Así, en las obligaciones derivadas de las transferencias no hay excusa alguna para no pagar los intereses moratorios derivados del incumplimiento, al ser obligaciones de dinero y haber una evaluación legal previa de los perjuicios.

Con todo, este derecho habría que hacerlo efectivo incoando un procedimiento ordinario, cuyo objeto debe ser el cobro de dinero, lo que presenta una serie de dificultades tanto por su lentitud, como por la complejidad de una materia tan específica como es la legislación eléctrica, situación que con un sistema de garantías adecuado, puede evitarse.

¹¹² Sin embargo, en tanto el Reglamento Interno del CDEC-SIC debe ser adoptado por la unanimidad de sus miembros, puede indicarse que el plazo indicado en los artículos 110 y 133 (que es el mismo que el contenido en el artículo 266 del DS 327/97), es estipulado, correspondiendo que se aplique lo dispuesto en el N°1 del artículo 1551 del Código Civil y no en el N°3, para constituir en mora al deudor.

Capítulo VI: Mecanismos que permiten al acreedor obtener el pago de las transferencias de energía entre empresas generadoras

6.1 Enunciación

En las actuales circunstancias, es patente que el acreedor (productor excedentario) no tiene una forma jurídica eficiente para cobrar su crédito, situación que hace presente el mismo Ministro de Economía al señalar que los integrantes del CDEC *"tampoco concordaban en los valores de facturación -de transferencias-, consecuentemente no se cursaba pago alguno y su acumulación perjudicaba a quienes se sentían acreedores y no percibían el pago"* y refiriéndose a las resoluciones que fallan una divergencia, *"que su cumplimiento sólo corresponde a las empresas"*¹¹³.

6.2.- Mecanismos para hacer valer el crédito derivado de las transferencias de energía entre empresas generadoras.

6.2.1.- Pago con subrogación.

Una manera de comprender las transferencias de energía entre empresas generadoras, es considerándolas como un pago con subrogación¹¹⁴.

En efecto, en éstas hay un tercero cumpliendo una obligación ajena, situación a la que se refiere el número 5 del artículo 1610 del Código Civil: *"Se efectúa la subrogación por el sólo ministerio de la ley y aún contra la voluntad del acreedor, en todos los casos"*

¹¹³ Ministro de Economía, en la sesión N° 40 de la Cámara de Diputados, con fecha 9 de marzo de 1999.

¹¹⁴ De esta misma manera han sido entendidas las transferencias de energía entre empresas generadoras por el Gobierno, en el recurso de protección interpuesto por ENDESA y otras, Rol N°2868-99 al emitir el informe respectivo, haciendo alusión a tal situación, en sus páginas 20 apartado IV y 22 apartado II.

señalados por las leyes, y especialmente a beneficio del que paga una deuda ajena, consintiéndolo expresa o tácitamente el deudor”.

La subrogación es la situación que se da a lugar cuando un tercero paga al acreedor, pasando el primero a ocupar la misma situación jurídica de este último. Por ello, la subrogación es definida por el legislador en el artículo 1608 del Código Civil, como “*la transmisión de los derechos del acreedor a un tercero que paga*”.

Se puede entender que se trata de un generador que paga una deuda ajena (de otra entidad productora), en la medida que pagar según el artículo 1568 del Código Civil, es la prestación de lo que se debe. Por tanto, cuando el suministro es proporcionado por un generador distinto del que convino el contrato con su cliente, se está pagando por este último.

En cuanto al consentimiento del deudor, exigido en el artículo 1610 N°5, se presta tácitamente, toda vez que el productor que celebra un contrato de suministro, sabe de antemano que un tercer generador puede verse obligado a abastecer de energía a su cliente, por el hecho de estar interconectado al sistema eléctrico y las finalidades de ésta. Así, podría entenderse que existe a una subrogación legal y personal.

De entender que existe una subrogación legal, el acreedor excedentario tendría los mismos derechos que el productor deficitario, sobre el cliente a quien se le suministró la electricidad y por tanto, podría dirigirse directamente contra él, sin que sea necesario esperar que la entidad deficitaria pague a la excedentaria.

Sin embargo, existen tres principales objeciones para aceptar la figura del pago por subrogación, como garantía del crédito del generador excedentario:

- i) En las transferencias de energía, no es claro precisamente cuál generador es el que cumplió el contrato por otro, ya que el CDEC al final del mes hace un balance mensual donde se relacionan los contratos de suministro de energía de cada generador y lo que cada uno de ellos produjo en las distintas horas del día; pudiendo resultar que si consideramos sólo tres generadores, éstos hayan detentado la calidad de excedentarios y deficitarios mutuamente, entre los cuales el CDEC hace las compensaciones y determina cuál es el que tiene el saldo positivo (excedentario). Por lo que resulta complejo decir

quién pagó por quién, más aún si se agregan a esta operación el número total de empresas que producen electricidad en el SIC o SING.

- ii) Incluso más, en el evento que se logre identificar qué generador produjo la energía para proveer al cliente del deficitario, existe una segunda dificultad, fundada en que la cantidad de dinero que el cliente del generador deficitario está obligado a pagar, no tiene correspondencia alguna con la suma a que tiene derecho el generador excedentario, en la medida que éste se encuentra obligado a pagar el precio de nudo (cliente regulado) o lo que se haya acordado libremente (cliente libre), mientras que el generador excedentario, tiene derecho al costo marginal de la energía suministrada, valores que no tienen coincidencia, pudiendo ser uno superior al otro.

En consecuencia, si el precio que debe pagar el cliente es mayor al que tiene derecho el productor excedentario, sólo correspondería exigir tal valor, debiendo ser entregado el remanente al productor deficitario, toda vez que la subrogación sólo se extiende hasta cubrir el costo marginal de la energía proporcionada. En cambio, si el precio a pagar por el cliente al productor deficitario (y que producto de la subrogación corresponde recibir al excedentario), es inferior al costo marginal, este último sólo recibiría un pago parcial, manteniéndose el problema de la carencia de medios eficientes para exigir el pago, por la cantidad que no alcanzó a cubrirse por medio de la subrogación personal.

- iii) Un tercer aspecto y de carácter práctico, por el que no es posible la subrogación legal, es que los contratos de suministro celebrados entre los generadores con sus clientes son, en la mayoría de los casos, confidenciales y es claro, que para saber a qué cantidad tiene derecho el generador excedentario y que garantías existen a su favor (que se traspasan por efecto de la subrogación personal), debe previamente conocer el contrato que el cliente suscribió con la entidad deficitaria; cosa que en la realidad no va poder ser posible, por la razón ya expuesta, y que incluso ha tenido reconocimiento al resolver las divergencias por el Ministro de Economía: *“puede darse el caso que los contratos de suministro contengan cláusulas*

que sea conveniente mantener en reserva frente a agentes económicos competidores”¹¹⁵.

6.2.2.- Compensación.

Otro de los mecanismos que permiten al acreedor obtener el pago de las transferencias de energía entre empresas generadoras es la compensación¹¹⁶.

La compensación está definida en el artículo 1655 del Código Civil: “*cuando dos personas son deudoras una de otra, se opera entre ellas una compensación que extingue ambas deudas, del modo y caso que van a explicarse*”. La compensación se da entre dos personas que son recíprocamente deudoras y acreedoras una de otra.

La compensación puede ser legal, judicial y voluntaria. Legal, es la que cumple con los requisitos que señala la ley; la voluntaria, es la que opera, faltando uno de los requisitos legales, con acuerdo de las partes y la compensación judicial, es la que declara el juez, por ejemplo en caso que se haga efectiva una reconvencción en un juicio, y ésta sea acogida al igual que la demanda.

Los requisitos de la compensación legal son¹¹⁷:

- 1) Las partes deben ser acreedoras y deudoras.
- 2) Las obligaciones han de ser de igual naturaleza.
- 3) Las deudas deben ser líquidas.
- 4) Las obligaciones deben ser actualmente exigibles.
- 5) La ley no debe haber prohibido la compensación.

Al igual como entre los bancos comerciales existen cámaras de compensación, para liquidar entre ellos las operaciones que les son propias, pagándose únicamente los saldos; la

¹¹⁵ Ministro de Economía en resolución exenta N° 40 de fecha 16 de mayo de 1995, al resolver respectiva divergencia.

¹¹⁶ Es necesario hacer presente que la compensación a la que se hace mención es la reglamentada en el Código Civil y no la indemnización por falta de suministro a que tienen derecho los usuarios regulados, que también se denomina compensación en el art. 99 bis del DFL 1/82

¹¹⁷ Abeliuk M., René, op. cit., t. II, p. 595.

misma posibilidad se puede hacer efectiva en materia de transferencias de energía por las empresas generadoras, ahorrando una serie de inconvenientes que deben soslayarse para hacer efectiva una garantía.

Respecto a las transferencias de energía al interior del CDEC, se dan todas éstas circunstancias, cuando dos generadores sean a la vez acreedores y deudores de ciertas cantidades de dinero producto de ellas.

Para que opere la compensación legal, debe haber una compensación de segundo grado, porque la primera compensación la hace el CDEC al determinar en cada período mensual, qué productores tienen la calidad de deficitarios y excedentarios. De tal manera, esta compensación secundaria, provendrá de una reliquidación o de un simple incumplimiento de uno de alguno de los generadores.

Sobre el particular, debe considerarse lo señalado en el artículo 135 del Reglamento Interno del CDEC, el cual indica que en caso de retardo, el pago se debe hacer agregando a la cantidad adeudada no sólo el reajuste correspondiente, sino que el *máximo interés convencional* y, en caso de reliquidaciones de pagos, se debe agregar el interés corriente.

La compensación sólo va a operar cuando esté determinado lo adeudado por cada uno de los generadores. Por ello, en caso de existir una divergencia sobre la determinación del costo marginal o mientras esté pendiente un recurso de protección por la resolución que hace el Ministro de Economía de la divergencia, ella no podrá funcionar como modo de extinguir las obligaciones recíprocas o al menos en la parte disputada de la obligación.

Lo anterior, lleva a analizar lo que sucede en el evento que se dispute una cierta parte de la determinación del costo marginal y al respecto, pueden darse dos respuestas posibles. La primera, que corresponde pagar el costo marginal íntegramente y si luego se determina que el pago fue realizado en exceso, restituir el remanente. Otra, pagar sólo la parte no disputada y luego si se determina que se debe pagar una suma mayor, sólo en ese evento pagar la suma restante.

Cabe mencionar que el artículo 1592 del Código Civil señala que si hay controversia sobre la cantidad de la deuda, el juez podrá ordenar, mientras no se decide la

cuestión, el pago de la cantidad no disputada, norma plenamente aplicable a esta materia. La solución legal, si bien nos parece adecuada, no es menos cierto que se provoca una situación injusta, ya que la empresa generadora que impugna la determinación del costo marginal, no lo paga en tanto no se resuelva la cuestión, mientras que por otro lado, continúa recibiendo dinero de su cliente. Por esto, el artículo 131 del Reglamento Interno del CDEC-SIC -que por mandato del DS 327/97 regula esta materia-, indica que si los pagos se efectúan tardíamente, se deberá pagar el interés máximo convencional, lo cual no deja de tener importancia, porque ese alto interés es un incentivo a que las empresas cumplan con sus obligaciones oportunamente y no utilicen infundadamente procedimientos dilatorios.

6.2.3.- Seguros (de responsabilidad civil y de garantía)

Otra vía que permite al acreedor obtener oportunamente los pagos derivados de las transferencias de energía, es a través de la contratación de seguros que permitan resguardar su patrimonio en caso de incumplimiento de la empresa deficitaria.

Los seguros que las partes pueden tomar al efecto, son los seguros de responsabilidad y de garantía.

a) El *seguro de responsabilidad civil*, es aquel que cubre eventuales daños que ocurran sobre el patrimonio del deudor, por el ejercicio en su contra de una acción encaminada a perseguir su responsabilidad civil¹¹⁸, contractual y extracontractual. En ese caso la compañía aseguradora, pagará al asegurado la cantidad a que éste haya sido obligado, en virtud de una sentencia ejecutoriada que declare que incumplió con culpa su contrato o infringió un deber de conducta que genera su responsabilidad extracontractual. Así, la empresa aseguradora pagará el precio spot que sea obligado a pagar el generador deficitario y las costas del asunto, al productor excedentario, en virtud de una sentencia que así lo ordene, la que para éste caso, puede ser tanto la resolución del Ministro de Economía que resuelva la divergencia planteada, como la sentencia que dicten los tribunales.

¹¹⁸ Espinoza C., Sergio, Separata de Universidad de Chile, Departamento de derecho comercial "*Derecho de los Seguros*", 1991, pág. 67.

Este tipo de seguro, tiene la dificultad de proteger el patrimonio del asegurado (deficitario), más que proteger al acreedor ante un incumplimiento, de manera que la compañía aseguradora en virtud de éste seguro se subroga en sus derechos para comparecer en juicio, lo que complicaría incluso más el pago oportuno del precio spot.

b) La otra forma de garantizar los pagos de las transferencias de energía, es a través de un *seguro de garantía o seguro de crédito*. En esta modalidad, el bien asegurado es el derecho personal o crédito que el asegurado tiene contra el deudor. Este seguro, a diferencia del seguro de responsabilidad civil, lo toma el acreedor ante el posible siniestro que implica el incumplimiento del deudor.

Este seguro es el más adecuado como medio de protección del crédito que tiene el generador excedentario, ya que basta el sólo incumplimiento del deficitario, para que la compañía aseguradora pague. Es una figura similar a la fianza¹¹⁹, pero a diferencia de ésta, no es gratuita y el "*fiador*" no lo pone el deudor sino que el acreedor, el generador excedentario.

Con todo, aún con las ventajas que tiene el seguro de garantía, respecto del de responsabilidad civil, ambos presentan un problema básico: encarecen el sistema. Es sabido que el contrato de seguro es oneroso y, al aumentar los precios de la energía, se incumple lo dispuesto en el número 2 del artículo 81 del DFL 1/82 (operación más económica), lo que se evitaría pagando las transferencias oportunamente o con una garantía adecuada. Y además, tiene el problema que la autoridad podría objetar una operación como ésta si llegara a estimar que las transferencias de energía son materias de derecho público y regidas, por ende, por principios propios de esa rama del derecho, que por lo demás ya cuenta con un fallo a favor de los tribunales de justicia¹²⁰.

¹¹⁹ Espinoza C., Sergio, op. cit., pág. 70.

¹²⁰ Corte de Apelaciones de Santiago, en sentencia de fecha 8 de Julio de 199, en recurso de Protección interpuesto por Norgener S.A., autos rol 3857-98.

6.2.4.- Intervención de la SEC

Un cuarto mecanismo que permite al acreedor excedentario, obtener el pago oportuno de su crédito derivado transferencias de energía, es a través del **incentivo** que puede dar la autoridad para que las empresas cumplan oportunamente con sus obligaciones de pago.

En efecto, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), puede imponer multas a las empresas que no han cumplido con la obligación impuesta en la ley, de pagar las transferencias de energía.

Sin embargo, la SEC no perseguirá el cumplimiento propiamente tal, a través de la ejecución forzada de ésta obligación, sino que debe actuar incentivando el pago de las transferencias de energía, por medio de las multas que puede imponer. Así lo ha entendido el Ministro de Economía, al señalar que el “*cumplimiento de las resoluciones, sólo se puede exigir a través de la SEC*¹²¹”.

El problema de una eventual intervención de la SEC, exigiendo que se cumpla la obligación de pago derivada de las transferencias, es que la autoridad por lo general, debe actuar en resguardo del interés público y no protegiendo los intereses particulares y comerciales de las empresas participes de la generación; siendo en consecuencia, fundamental determinar en qué momento puede intervenir la SEC.

Debe recordarse que las entidades productoras, usualmente no incumplen directamente la obligación de pagar el costo marginal, sino que impugnan su determinación, dando lugar a la respectiva divergencia, la cual es zanjada finalmente por el Ministro de Economía. Ante esta última resolución del Ministro de Economía, las empresas generadoras deberían cumplir; el problema, es que ello no siempre sucede.

En efecto, el mencionado Ministerio, con fecha 22 de marzo de 1999 dirimió la divergencia número 276/98, interpuesta el 26 de noviembre de 1998, señalando en términos generales, que en caso de racionamiento, las empresas generadoras deben pagar las transferencias al costo de falla, de acuerdo a lo que establece el artículo 264 inciso segundo

¹²¹ Ministro de Economía, en sesión N° 40 de la Cámara de Diputados, de fecha 9 de marzo de 1999.

del DS 327/97. Tal dictamen, a un año después de planteada la divergencia, aún no se cumplía.

Por los problemas anteriormente expuestos y tomando en cuenta que para tener a una obligación como incumplida, previamente es necesario que ésta tenga el carácter de determinada, líquida y actualmente exigible; se justifica la intervención de la SEC, luego de la resolución de la divergencia por parte del Ministro de Economía, imponiendo las multas correspondientes de acuerdo ordenamiento legal vigente, en tanto hay un pronunciamiento de autoridad, que no se ha acatado y que establece derechos concretos para las partes.

De esta manera, la intervención oportuna de la autoridad permitiría desincentivar, futuros incumplimientos. No debe perderse de vista que los costos de las transferencias los debe asumir el generador deficitario y no el excedentario, como ha sucedido en épocas anteriores.

Tres son los principales problemas que eventualmente se solucionarían por medio de la intervención de la SEC, aún cuando no todos ellos sean propios de su competencia:

1º) Un generador con grandes reservas económicas puede incurrir en *abuso de posición dominante*, ya que aprovechándose de la posición en que se encuentra, puede tomar ventajas indebidas, eliminando a su competencia, con lo que además de ser una actuación en contravención a lo dispuesto en el D.L. 211 (sobre libre competencia), **afecta a los principios básicos de la ley eléctrica, establecidos en el artículo 81 del DFL 1/82.**

Cuando una empresa deficitaria es renuente a pagar el costo marginal derivado de las transferencias de energía, daña la seguridad del sistema; considerando que este concepto significa especialmente, la necesidad de contar con un servicio continuo y de acuerdo al estándar de calidad exigido en la ley y el DS 327/97, lo cual es imposible de obtener si las demás empresas se deben retirar de la actividad eléctrica, porque sólo obtienen créditos incobrables como “utilidad”. Lo anterior, sin siquiera considerar que tal incumplimiento constituye una clara barrera de entrada para nuevos inversionistas del sector, que se vendrían a sumar a las ya existentes¹²².

¹²² Ya en el año 1996, la Comisión Preventiva Central se preocupó de la existencia de barreras de entrada en el sub-sector de generación, al referirse a la posibilidad de entregar nuevos derechos de agua a ENDESA S.A.

2º) El incumplimiento de la obligación de pagar las transferencias de energía, también infringe lo dispuesto en el artículo 81 N° 2 del DFL 1/82, toda vez que ello significa no respetar el requisito de asegurar la operación más económica para el conjunto del sistema eléctrico. Un incumplimiento reiterado de tal obligación, finalmente, puede eliminar a la competencia, principal forma de incentivo a la eficiencia y disminución de precios.

3º) En la medida que los actores del sistema eléctrico son privados, el sistema de precios resulta fundamental para incentivar o no, una determinada conducta. Así, en caso de racionamiento, el sistema se encuentra diseñado para que en razón de los altos costos de la energía que debe adquirirse en el mercado spot (ya que se valorizan a costo de falla) y de las compensaciones que deben pagarse a los usuarios regulados, se estimule a las empresas deficitarias, para que adquieran fuentes productoras, fuera de las que normalmente se utilizan en el mercado eléctrico (por ejemplo, autoprodutores), en tanto los dueños de esas instalaciones estén dispuestos a vender la energía a un precio menor al costo de falla y además, es un aliciente para los generadores excedentarios, en tanto siempre es atractivo vender energía a costo de falla en el mercado spot. Sin embargo, como se advierte, al no pagarse las transferencias en una oportunidad tan crucial, como en medio de una crisis energética, el sistema de incentivos se desfigura, lo cual evidentemente puede comprenderse como una acción que puede afectar *la regularidad y continuidad del servicio* (artículo 15 y siguientes ley 18.410), toda vez que al no pagarse las transferencias de energía a costo de falla oportunamente, se elimina el incentivo para eliminar la carencia de energía del sistema.

Por todas estas razones, es necesario que la SEC intervenga, una vez que se determine por el Ministro de Economía la obligación de pago derivada de las transferencias, aplicando las multas que su propia ley orgánica le faculta disponer, como un incentivo para que se paguen las transferencias y no propiamente, exigiendo forzosamente su pago.

indicando que: “*la concesión de nuevos derechos de agua a favor de ENDESA S.A., sería contrario a la legislación sobre libre competencia aprobada por el D.L.211*”, en Resolución N° 992/636, 25/11/1996.

El artículo 15 de la ley 18.410 faculta a la SEC, para imponer las sanciones correspondientes " a la empresas, entidades o personas naturales, sujetas a fiscalización o supervisión de la Superintendencia, que incurrieren en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con la electricidad, gas y combustibles líquidos, o en incumplimiento de las instrucciones y órdenes que les imparta la Superintendencia, podrá ser de la aplicación por ésta de las sanciones que se señalan en este Título, sin perjuicio de las establecidas específicamente en esta ley o en otros cuerpos legales."

Para los efectos de la aplicación de las sanciones a que se refiere el inciso anterior, las infracciones se clasifican en gravísimas, graves y leves.

Como infracción gravísima, se señalan a aquellos actos que: "*hayan alterado la regularidad, continuidad, calidad o seguridad del servicio respectivo, más allá de los estándares permitidos por las normas y que afecten a lo menos al 5% de los usuarios abastecidos por la infractora*". Y dentro de las infracciones graves, se sancionan conductas similares, pero sin tomar en cuenta la necesidad de afectar el 5% de los usuarios.

La calificación de una infracción como grave o gravísima, tiene importancia para determinar el monto al cual puede ascender la multa, porque tratándose de una infracción gravísima, la multa puede llegar hasta 10.000 U.T.A., mientras que en las infracciones graves, la multa puede llegar hasta 5.000 U.T.A.

El elevado monto que alcanzan tales multas, constituye una fuerte señal para que los generadores deficitarios cumplan con las obligaciones derivadas de las transferencias de energía al interior del CDEC, modificando todo el actual sistema de estímulos imperante, exactamente contrarios.

Debe advertirse, que las normas citadas previamente merecen amplios reparos desde el punto de vista de los principios del derecho penal, toda vez que el acento de la sanción no se funda en la conducta infractora, sino que en el resultado, que pudo no estar contemplado en el dolo o culpa del autor¹²³; así como también, se considera para imponer la sanción el incumplimiento de *los reglamentos y demás normas*, muchas de las cuales son dictadas por dictadas por el mismo organismo encargado de imponer la sanción.

¹²³ Lo que se corrobora al analizar el artículo 16 de la ley 18.410, que considera el dolo o culpa sólo como circunstancia agravante o atenuante de la sanción y, en consecuencia, no como criterio básico para imponerla.

6.2.5 Propuesta para obtener una garantía adecuada para la empresa excedentaria.

Del análisis de lo dispuesto en el DFL 1/82 y el DS 327/97, resulta evidente que no existe una preocupación especial del legislador por solucionar el problema de garantizar el crédito de la empresa excedentaria; al parecer, porque se considera este asunto como una disputa entre privados que, equivocadamente, podría creerse no afecta el interés público. Sin embargo, el no pago oportuno de las transferencias de energía, desarticula todo el sistema de precios que busca incentivar la actuación de las empresas generadoras, justo en aquel sub-sector, donde la ley ha tratado de crear con mayor ahínco un mercado competitivo, lo cual no sólo afecta el interés privado, sino que también el funcionamiento general del sistema.

Sin considerar la posibilidad de aplicar la compensación, como uno de los modos que tiene la empresa excedentaria para hacer efectivo su derecho y la intervención de la SEC, como incentivo al cumplimiento de la obligación que pesa sobre productor deficitario, todas las demás alternativas planteadas en este trabajo como medios proporcionados al acreedor para lograr el pago del costo marginal derivado de las transferencias de energía, presentan el problema de no encontrarse en relación con el funcionamiento normal de la dinámica comercial, existente entre las empresas generadoras. Es decir, es evidente que la posibilidad de que todas las empresas generadoras entreguen una boleta bancaria en favor del CDEC, por una alta cantidad de dinero, como garantía de su obligación y para el evento en que sean deficitarias, resulta una importante garantía; pero, es claro también, que el productor deficitario no va a estar dispuesto a cumplir con esa obligación voluntariamente.

Por ello, creemos que es mejor crear un sistema de garantías más funcional, a través de incentivos y desincentivos.

Por tanto las nuevas fórmulas que proponemos son las siguientes:

a) Las empresas generadoras no sólo participan del negocio eléctrico por medio de las ventas de energía, sino que también, en la medida que se encuentran apoyando al sistema, reciben un pago anual por potencia (denominado precio de nudo de la potencia); el cual, de acuerdo a la modificación legal que proponemos, podría verse afectado. Esto es, ciertas

empresas podrían sufrir un descuento en la potencia que se les reconoce año a año, de acuerdo a un índice objetivo que tome en cuenta la renuencia a pagar el costo marginal.

Al respecto y con justa razón, podría esgrimirse que en tanto la ley proporcione los medios suficientes como para impugnar la determinación del costo marginal, nadie debería ser sancionado por ello, ya que si no, lo mejor sería derogar tales disposiciones y derechamente impedir todo medio de reclamo. Si bien la crítica resulta del todo fundada, más aún si se consideran los eventuales perjuicios que pueden ocasionarse al evitar toda forma de impugnación del costo marginal, ello puede solucionarse estableciendo en beneficio de la empresa que haya sufrido descuentos en la potencia, el derecho a que se le reintegre todo lo correspondiente (reajustado con el interés corriente), si finalmente resulta vencedora o se declare fundada su objeción, mediante un procedimiento de reliquidación, similar al que ya se encuentra contemplado en el DS 327/97 y en el Reglamento Interno; desincentivando en consecuencia, aquellos reclamos infundados y meramente dilatorios.

b) Una segunda modificación legal posible, es cambiando las consecuencias jurídicas del resultado del balance de inyecciones y retiros, que mensualmente practica el CDEC.

Al tratar los efectos de las transferencias de energía, señalamos que no procedía la ejecución forzada, toda vez que la obligación no constaba en un título ejecutivo, ya que la orden de pago del CDEC era precisamente discutible. En este punto debería centrarse la modificación legal propuesta, estableciendo que tal orden debe tener mérito ejecutivo, permitiendo ante un eventual incumplimiento de la empresa deficitaria, que el productor excedentario inicie el correspondiente procedimiento, fundándose en lo que dispone el artículo 434 N° 7 del Código de Procedimiento Civil.

IV.-Conclusión:

Con la entrada en vigencia del DS 327/97, el sector eléctrico comienza a vivir una nueva etapa, que se manifiesta principalmente a través de la nueva organización y estructura del CDEC, que si bien existía con anterioridad; como organismo de coordinación, carecía de la necesaria independencia y carácter técnico, de la que ha sido dotado por el DS 327/97 y que ha significado entre otras cosas, la creación de una persona jurídica distinta de las empresas que lo componen, como una sociedad de responsabilidad limitada. El carácter independiente que ha adquirido el CDEC, a través de ésta sociedad, a sido al menos en el caso del SIC, muy beneficioso para el funcionamiento de todo el sistema, permitiendo a éste organismo velar por el interés general y cumplir con la finalidad que le asigna la ley y que emana de la interconexión, como son la seguridad del sistema y la operación más económica. Por otro lado, gracias a la creación de los organismos técnicos como la Dirección de Operación y de Peajes, se han evitado grandes disputas entre las empresas generadoras, ya que muchas decisiones que antes eran tomadas por grupos de trabajo, integrados por miembros de las mismas empresas, ahora son adoptadas por éstos organismos técnicos e independientes.

En materia de precios, resulta mucho más difícil aventurar una opinión. No puede desconocerse que el enorme desarrollo que ha tenido el sector eléctrico en los últimos veinte años se debe en gran medida a un marco regulatorio que ha funcionado bien y que, en términos generales cuenta con los mecanismos adecuados para asegurar un suministro seguro de energía eléctrica para el futuro. Pero la visión tiene que ser crítica, por un lado la modificación del 99 bis del DFL 1/82 y de otro, la forma en que la CNE fija los precios de nudo, son elementos que atentan contra un adecuado crecimiento del sector y por lo tanto con la seguridad del sistema en el mediano plazo. No creemos que sea el momento adecuado para liberar los precios, por dos razones, la principal es que el mercado aún no es suficientemente competitivo, existiendo una concentración que pudiera prestarse para abusos monopólicos y por otro lado la demanda de energía eléctrica es todavía débil, dadas las condiciones de escaso crecimiento de la economía nacional y un contexto internacional poco alentador. Por lo pronto, la tendencia debiera ser, dar menos margen de libertad a la

CNE para la fijación de los precios de nudo y establecer parámetros que lleven a que la fijación sea lo más cercana posible a los costos marginales de la electricidad.

En cuanto a las transferencias de energía, creemos que su adecuada comprensión es fundamental para conocer el funcionamiento general del sistema de comercialización de la energía, ya que por medio de ellas se permite, en definitiva, que el sistema opere al mínimo costo posible y la competencia entre las diferentes entidades generadoras, aún cuando unas tengan mayores costos de operación.

A su vez, el oportuno pago de las transferencias de energía es relevante, en la medida que es un elemento determinante de las políticas comerciales que las empresas generadoras se desenvuelven dentro del mercado.

Lo anterior, se demuestra especialmente cuando el sistema entra en crisis, ya que todo el tratamiento legal y las señales económicas enviadas a las entidades productoras, vía precios de transferencias de energía y compensaciones a clientes regulados, tienen por objeto eliminar la falla, en el menor tiempo posible. Sin embargo, cuando las transferencias de energía no se pagan en tiempo oportuno, el estímulo a poner término a la crisis no es lo suficientemente fuerte, como sería si el sistema de precios -intra generadores- operara en forma correcta.

Desde ese punto de vista, creemos que si bien la legislación apunta en forma correcta al señalar que, en caso de racionamiento, el costo marginal equivale al costo de falla; no lo ha hecho de igual forma, al descuidar el crédito de la empresa excedentaria, ya que no existe especial preocupación para sancionar el incumplimiento de esa obligación, quizás porque se considera que no existe un interés público comprometido. Lo cual, según se ha demostrado, es un razonamiento equivocado, toda vez que un reiterado incumplimiento de la empresa deficitaria, finalmente afecta la seguridad del servicio, tanto porque desarticula el sistema de precios, como porque, en definitiva, puede provocar la salida de empresas del sector o impedir la llegada de nueva inversión que permita crear la necesaria competencia, que al fin y al cabo, es el mejor incentivo para lograr un sistema más eficiente y confiable.

Por tanto, creemos que los distintos medios indicados como formas que tiene el acreedor para hacer efectivo su derecho, así como las modificaciones legales propuestas, se

dirigen en el sentido correcto, en cuanto pretenden dar efectivo cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 81 del DFL 1/82, de una manera funcional, sin modificar de sobremanera el régimen actual. Y pensamos, es una idea que todo proyecto de ley sobre este punto al menos, debiera contemplar.

En cuanto a las compensaciones establecidas a todo evento, en beneficio de los clientes regulados, incorporadas por la ley 19.613, creemos que si bien desde un punto de vista conceptual son correctas, sus efectos han sido indeseados y, en definitiva, perjudiciales para el funcionamiento general del sistema, toda vez que ello provocó la total falta de interés de las empresas generadoras por contratar con las empresas distribuidoras, ya que en el cálculo riesgo-beneficio, los primeros son muy superiores. Lo cual es demostración suficiente de lo malo que puede ser regular justo en medio de una crisis, ya que las miradas se centran sólo en aspectos puntuales, sin considerar los efectos secundarios, globales y de largo plazo de una legislación como la que finalmente se aprobó.

BIBLIOGRAFÍA

- Abeliuk Manasevich, René. “Las Obligaciones”, Editorial Jurídica, Santiago 1993.
- Alessandri Rodríguez, Arturo “De la responsabilidad extracontractual en el Derecho Civil Chileno”, Editorial Universitaria 1943.
- Alessandri Rodríguez, Arturo. “Teoría de las Obligaciones”, Editorial Jurídica, Santiago, 1998.
- Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de Mercados de Generación Eléctrica, Alvarez Arriagada Cristián, Tesis P.U.C. 1998.
- Aravena Arredondo, Leonardo “Naturaleza Jurídica del Arbitraje”, Editorial Jurídica de Chile, Santiago 1969.
- Castelblanco Koch, Mauricio J. “Las Obligaciones restitutorias del Código Civil y la inflación.” Editorial Jurídica de Chile, Santiago 1979.
- Claro Solar, Luis. “Los Contratos de Suministros de electricidad y dos fallos de la Corte Suprema.”
- CNE. El Sector Eléctrico en Chile, 1996.
- De Castro y Bravo, Federico “La Persona Jurídica”, Editorial Civitas, Madrid 1991.
- Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, publicado en el Diario Oficial de 13 de septiembre de 1982, sobre Ley General de Servicios Eléctricos.
- Decreto Supremo 327 de 12 de diciembre de 1997, del Ministerio de Minería, publicado en el Diario Oficial de 10 de septiembre de 1998, sobre reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Diez-Picazo y Gullón “Sistema de Derecho Civil”, vol. 1 y 2, Editorial Tecnos, Madrid 1997.
- Diez-Picazo, Luis. “Estudio de Derecho Privado”, Editorial Tecnos, Madrid.
- Diez-Picazo, Luis. “Fundamentos del Derecho Civil Patrimonial”, volumen segundo, Las Relaciones Obligatorias. Editorial Civitas, Madrid 1996.
- Espinoza Castillo, Sergio. Separata de la Escuela de Derecho de la Universidad de Chile: “Derecho de los Seguros”, 1991.

- Gasperi, Luis (Morello, Augusto). Tratado de Derecho Civil, tomo III (de la obligaciones, parte especial). Editorial Tipográfica Editora Argentina, Buenos Aires 1964.
- Hernández Gil, Antonio. Derecho de Obligaciones. Editorial Ceura, Madrid 1983.
- Informe acompañado por el Ministro Secretario General de la Presidencia, a los autos sobre Recurso de Protección caratulados “Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Otras”, Ingreso Corte N° 2868, a fs.107 y siguientes, de la Iltma. Corte de Apelaciones de Santiago.
- Lete del Río, José M. Derecho de Obligaciones. Editorial Tecnos S.A., Madrid 1998.
- Ley Eléctrica Argentina de 1992
- Ley Eléctrica de Colombia
- Ley Eléctrica de Perú.
- Ley Eléctrica Española de 1997
- Ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible, publicada en Diario Oficial de 22 de Mayo de 1985.
- López Santa María, Jorge. Los Contratos Parte General, Editorial Jurídica, Santiago 1998.
- Messineo, Francisco (traducción de R. O. Fontanarros, S. Sentis Melendo y M. Volterra). Doctrina General del Contrato, tomos I y III . Ediciones Jurídicas Europa-América, Bueno Aires.
- Meza Barros, Ramón “Responsabilidad Civil”, Edeval, Valparaíso 1980.
- Montt D., Luis. Separata de la Escuela de Derecho de la Universidad de Chile: “Orden Público Económico Y Economía Social de Mercado”.
- Proyecto de modificación de la ley eléctrica presentado por moción de un grupo de Senadores durante el año 1999.
- Proyecto de modificación de la Ley Eléctrica, incorporado el año 2001 en la página web de la CNE (www.cne.cl).
- Puelma Accorsi, Alvaro, “Las Sociedades”, Editorial Jurídica. de Chile Santiago 1996
- Puig-Peña, Fernando. Compendio de Derecho Civil, Obligaciones y Contratos. Ediciones Nauta, Barcelona 1966.
- Resoluciones de Divergencias del Ministro de Economía.

- Richard Efrain, Hugo “Manual de Derecho Societario”, Editorial Astrea, Buenos Aires 1980.
- Rodríguez Grez, Pablo “Responsabilidad Extracontractual” Editorial Jurídica de Chile, Santiago 1999.
- Silva Bascuñan, Alejandro. Informe en derecho “las empresas de generación eléctrica frente a la ley 18.959. Julio 1990.

Otras Fuentes de Información:

- Apuntes de clases del profesor Eduardo Rodríguez del Río, curso Legislación Eléctrica.
- Apuntes de clases del profesor Enrique Barros, curso Derecho Civil.
- Jurisprudencia de los Tribunales Ordinarios de Justicia.
- Jurisprudencia de Tribunales Arbitrales.
- Opiniones del Ministro de Economía, en las sesiones de la H. Cámara de Diputados.
- Resoluciones de Divergencias emitidas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

INDICE

| | Pág. |
|--|------|
| Presentación | 1 |
| I Relevancia del Tema | 1 |
| II Contenido de la Investigación | 6 |

Primera Parte

EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

| | |
|---|-----------|
| Capítulo I El Sector eléctrico en Chile | 8 |
| Precisiones Previas | 8 |
| 1.1 Conceptos Eléctricos Básicos | 8 |
| 1.2 Sistema Eléctrico | 10 |
| 1.2.1 Clasificación de los Sistemas Eléctricos | 15 |
| | |
| Capítulo II Los Sistemas Eléctricos en Chile | 17 |
| 2.1 Descripción General | 17 |

| | |
|---|----|
| 2.2 Historia y desarrollo del Sector Eléctrico en Chile | 19 |
| 2.3 Evolución del marco regulatorio | 20 |
| 2.4 Principales Instituciones..... | 22 |
| 2.5 Los Mercados Eléctricos y el sistema de precios..... | 23 |
| 2.6 El uso del agua como elemento determinante del precio de la electricidad..... | 32 |
| 2.7 La importancia del artículo 81 del DFL 1/82 de 1982..... | 34 |

Segunda Parte

EI CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO Y DE CARGA (CDEC)

| | Pág. |
|---|-----------|
| Capítulo I Introducción | 40 |
| 1.1 Aspectos Generales | 40 |
| 1.2 Objetivo | 41 |
| Capítulo II Fundamento de la Existencia del CDEC | 41 |
| 2.1 Introducción | 41 |
| 2.2 La producción de energía eléctrica y sus dificultades | 42 |
| 2.3 Deber de interconexión..... | 43 |
| 2.4 La coordinación | 44 |
| 2.5 Reglamento Interno..... | 46 |
| Capítulo III Los orígenes del CDEC | 47 |

| | |
|---|-----------|
| 3.1 Antecedentes Legales | 47 |
| 3.2 El CDEC bajo el Decreto Supremo N°6 de 1985..... | 48 |
| Capítulo IV Principales Modificaciones Introducidas el DS 327/97/97 | 49 |
| 4.1 Antecedentes | 49 |
| 4.2 Nuevos Integrantes | 50 |
| 4.3 Organización Interna | 51 |
| 4.4 Responsabilidad de sus Integrantes | 52 |
| 4.5 Solución de conflictos | 52 |
| 4.6 Aspectos Técnicos | 53 |
| Capítulo V Naturaleza Jurídica y Constitución del CDEC como Sociedad de Responsabilidad Limitada | 54 |
| 5.1 Naturaleza Jurídica del CDEC en la ley eléctrica | 54 |
| 5.2 El CDEC desde el punto de vista contractual | 55 |
| 5.3 Constitución del CDEC como Sociedad de Responsabilidad Limitada | 55 |
| 5.4 Indisponibilidad del marco regulatorio por parte de las empresas eléctricas | 59 |
| 5.5 CDEC: ¿Organismo o Sociedad de Responsabilidad Limitada? | 62 |
| Capítulo VI Responsabilidad de los Integrantes del CDEC | 63 |
| 6.1 Introducción | 63 |

| | |
|--|-----------|
| 6.2 Desarrollo | 64 |
| Capítulo VII Los organismos de coordinación en Latinoamérica y España | 67 |
| 7.1 Introducción | 67 |
| 7.2 Argentina | 68 |
| 7.3 Colombia | 69 |
| 7.4 Bolivia | 71 |
| 7.5 Perú | 71 |
| 7.6 España | 72 |
| 7.7 México | 73 |
| 7.8 Conclusiones | 73 |
| Capítulo VIII Solución de conflictos | 74 |

Tercera Parte

LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS ELÉCTRICAS

| | |
|--|-----------|
| Introducción | 80 |
| Capítulo I: Las Políticas Comerciales de las Empresas Generadoras | 83 |
| 1.1 Conceptos Previos..... | 83 |

| | |
|---|----|
| a) El Costo Marginal..... | 83 |
| b) Energía Firme de un Generador..... | 84 |
| c) Precio de Nudo de la Energía..... | 85 |
| 1.2 Forma de participar en el mercado eléctrico | 87 |
| 1.3 Gestión Comercial..... | 88 |

Capítulo II Transferencias de Energía entre Empresas generadoras y sus principales características 95

| | |
|--|-----|
| 2.1 Concepto: Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras Eléctricas..... | 95 |
| 2.2 Cómo se producen las transferencias de energía entre empresas generadoras eléctricas | 96 |
| 2.3 Consecuencias de las transferencias de Energía entre Empresas Generadoras..... | 98 |
| 2.4 Fundamento Económico y Jurídico..... | 101 |
| 2.5 Características de las transferencias de energía entre empresas generadoras eléctricas | 102 |

Capítulo III Naturaleza jurídica de las transferencias de Energía entre Empresas Generadoras al interior del CDEC 103

| | |
|---|-----|
| 3.1 Tipo de Obligación que generan las transferencias de energía..... | 103 |
| 3.1.1 Las Obligaciones Simplemente Legales..... | 103 |
| 3.1.2 Cuasicontratos | 106 |
| 3.1.3 Enriquecimiento sin causa..... | 107 |
| 3.1.3 Contratos | 108 |

| | |
|---|-----|
| 3.2 Tipo de Contratos a que dan lugar las transferencias de energía entre empresas generadoras..... | 110 |
| 3.2.1 Clasificación de los contratos | 111 |
| a) Contratos Unilaterales y Bilaterales | 111 |
| b) Contratos onerosos y gratuitos | 116 |
| c) Contrato aleatorio y conmutativo..... | 117 |
| d) Contrato Principal y accesorio | 118 |
| 3.2.2 Otras clasificaciones de los contratos y categorías Contractuales | 118 |
| a) Contrato de Adhesión | 118 |
| b) Contrato de Dirigido | 119 |
| c) Contrato Forzoso | 120 |
| d) Contrato de Ejecución Sucesiva | 121 |
| | |
| Capítulo IV: Racionamiento Eléctrico y transferencias de energía (art.99 y 99 bis DFL 1/82) | 123 |
| 4.1 Evolución del marco regulatorio..... | 123 |
| 4.2 Conceptos básicos..... | 126 |
| 4.3 Consecuencias de la dictación de un decreto de racionamiento | 128 |
| a) Los clientes tienen derecho a ser compensados | 129 |
| b) Las transferencias de energía se siguen valorizando a precio marginal, el que equivale al costo de falla..... | 134 |
| c) El déficit debe distribuirse proporcionalmente y sin ninguna discriminación, entre todas las empresas generadoras (racionamiento parejo) | 137 |

| | |
|---|-----|
| Capítulo V: Efectos de las Transferencias de Energía entre Empresas Generadoras Eléctricas | 139 |
| 5.1 Determinación de la obligación emanada de las transferencias de energía | 139 |
| 5.2 Problemas prácticos que se han presentado en el cumplimiento de la Obligación..... | 141 |
| 5.3 Derechos del acreedor en caso de incumplimiento | 143 |
| 5.3.1 Ejecución forzada de la obligación de pagar el costo marginal derivado de las transferencias de energía eléctrica | 143 |
| 5.3.2 Indemnización de perjuicios | 144 |
| Capítulo VI: Mecanismos que permiten al acreedor obtener el pago de las transferencias de energía entre empresas generadoras | 146 |
| 6.1 Enunciación. | 146 |
| 6.2 Mecanismos para hacer valer el crédito de la empresa excedentaria..... | 146 |
| 6.2.1 Pago con subrogación | 146 |
| 6.2.2 Compensación | 149 |
| 6.2.3 Seguros (de responsabilidad civil y de garantía) | 151 |
| 6.2.4 Intervención de la SEC | 153 |
| 6.2.5 Propuesta para obtener una garantía adecuada para la empresa excedentaria..... | 157 |
| IV.- Conclusión | 159 |
| Bibliografía | 162 |