

Universidad Mayor de San Andrés

Facultad de Ciencias Económicas y Financieras

Carrera Economía



**EFICIENCIA ECONOMICA EN EL
MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN BOLIVIA
EN EL PERIODO 1998-2008**

Postulante: Nelly Quispe Maydana

Tutor Académico: Dr. Fernando Untoja

Docente Relator: Lic. Eloy Arandia

La Paz-Bolivia

2010

Dedicatoria

Dedicado a mi familia por el apoyo incondicional y al Dr. Fernando Untoja por la guía académica que me brindo en el momento y por la confianza que tuvo en mi persona.

INDICE

Introducción	1
I Planteamiento del Problema	2
a. Marco Referencial y Teórico.....	2
a.1 Marco Referencial.....	2
a.2 Marco Teórico.....	3
b. Metodología.....	5
b.1 Método de Investigación.....	5
b.2 Técnicas de Investigación.....	5
c. Delimitación.....	5
II Formulación de la Hipótesis	5
a. Hipótesis Central.....	5
b. Objetivos.....	6
b.1 Objetivo General.....	6
b.2 Objetivo Especifico.....	6

Capítulo I Aspectos legales e Institucionales

Sección I: la Ley de electricidad y Reglamento de Operaciones Del Mercado Eléctrico

1. La Ley de Electricidad.....	8
1.1 Organización Institucional.....	8
1.2 Estructura del Sistema Eléctrico.....	9
1.3 Concesiones, licencias y Servidumbre.....	11
1.4 Infracciones y sanciones	12
2. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.....	12
2.1 Mercado.....	12
2.2 Agentes de Mercado Eléctrico.....	12
2.3 Comité Nacional de Despacho de Carga.....	14

Sección II: Concesión y Uso de bien de dominio publico.

3. Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.....	16
3.1 Disponibilidad Generales.....	16
3.2 datos y Requisitos.....	17
3.3 Procedimiento de Otorgamiento de Concesiones, Licencias y Licencias provisionales	17
3.4 Derechos Concesiones y Licencias	18
3.5 Contratos.....	18
3.6 Actualización de Zona Concesión.....	18
4. Reglamento de Uso de bienes de Dominio Público.....	19
4.1 Uso de bienes de dominio Público.....	19
4.2 Área protegida.....	19
4.3 Servidumbre Voluntaria.....	20
4.4 Servidumbre obligatoria.....	20
4.5 Características de Uso de Bienes de dominio Público y de las Servidumbre.....	20

Capítulo II Análisis del Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia

Sección I: Determinación y cálculo del precio Spot

1.1 Comportamiento del Precio Spot Horario.....	23
1.2 Definición del Precio Spot Horario.....	25
1.3 Determinación del Precio Spot.....	25
1.3.1 Demandas individuales Referidas al Nodo Marginal.....	26
1.4 Calculo del Precio Spot de Nodo.....	30
1.4.1 Determinación de Costos marginales.....	30
1.4.2 Nodo marginal, Factor de Perdidas de Energía y Factor de Nodo.....	35
1.4.3 Demanda Individual Horaria de un Distribuidor.....	37

Sección II: Por lado de la Oferta Identificación de componentes determinantes determinas en los precios spot.

2.1 Oferta de una unidad térmica.....	41
2.1.1Costo de Generación de Unidades térmicas.....	44
2.1.2 Oferta Horaria de Unidades Térmicas Referidas al Nodo Marginal.....	47
2.2 Oferta de Unidad Hidroeléctricas.....	51
2.2.1Operación de Sistema Hidroeléctrica.....	55

Capitulo III Análisis del Mercado de Contratos

Sección I: Mercado de Contrato y clase de contratos que existen en ella

1. Mercado de Contratos.....	57
1.1 Contrato Bilateral de Largo Plazo.....	57
1.1.1Contratos Bilaterales Físicos.....	58
1.1.2Contratos Bilaterales Financieros.....	59
1.2 Clase de Contratos.....	59
1.2.1Contratos de los Generadores.....	59
1.2.2Contratos de los Distribuidores.....	60
1.3 Contratos de los consumidores no regulados.....	60

Sección II: Identificación del porque no hacen contratos en el Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia

2.1 Los contratos de Distribuidoras y los precios de nodo.....	62
2.2 La Estabilización de las Tarifas y los Contratos de Distribuidores.....	65
2.3 Factores que interviene en el análisis del Mercado de Contratos.....	66

2.3.1 Procedimiento para el Calculo del Precio Nodo.....	66
2.3.2 El Factor Z.....	67
2.4 Remuneración de los Generadores.....	68

Capítulo IV Los Factores que determinantes de la Eficiencia Económica en el Mercado Eléctrico Mayorista

Sección I: Programación adecuada del producto de acuerdo a su costo de producción

1. Programación de la Operación y Despacho de Carga en el Mercado.....	70
1.1 Programación de Mediano Plazo.....	70
1.2 Programación Estacional.....	72
1.3 Programación Semanal.....	72
1.4 Programación Diaria.....	73

Sección II: Demostración mediante el análisis comparativo con el mercado con el Merado eléctrico Uruguayo y Resultados

2.1 Análisis del Sector eléctrico Mayorista en el Uruguay.....	77
2.2 La Situación Actual del Sector Eléctrico Uruguay.....	78
2.3 La generación eléctrica en el Uruguay.....	78
2.4 El consumo y la comercialización.....	82
2.5 Seguridad en suministro: potencia firme faltante en el sistema Uruguayo.....	82
2.6 Racionalidad de una empresa pública.....	82
Resultados.....	84
Conclusiones	86
Bibliografía	88
Glosario	89

Anexos

Anexo 1- Nomenclatura.....	96
Anexo 2- Obligaciones y Derechos de los Agentes del Mercado.....	98
Anexo 3- Flujo Óptimo... ..	101
Anexo 4- Tablas.....	103

Resumen de la tesis

Eficiencia Económica en el Mercado Eléctrico Mayorista en Bolivia En el Periodo 1998-2008

Por la Srta.: Nelly Quispe Maydana

El propósito de demostrar este análisis El propósito de análisis es de tratar de demostrar cuanto a la eficiencia económica dentro del Mercado Eléctrico Mayorista pero que se hizo grandes cambios en su momento; pero el mas importante fue la Ley de electricidad quien adopta un nuevo modelo vertical y horizontal desintegrado que da lugar a la separación vertical entre generación, transmisión y distribución tanto en la actividad como su propiedad; la separación horizontal implica la liberación de la actividad en generación que permite la existencia de mas de una empresa donde las empresas generadoras deben competir entre si para vender su producto al mercado; la eliminación del monopolio en la actividad de transmisión y otra característica importante es la estructura regional en distribución ya que la separación regional resulta mas por motivos espacial donde tampoco fomenta la competencia entre distribuidoras (como Ej.: ELECTROPAZ)

Pero el mercado eléctrico tiene una complicación añadida en cuanto al equilibrio de la oferta y la demanda ya que no puede almacenar stocks para vender mas adelante cuando la demanda es alta por tal motivo existe un operador “Comité Nacional de Despacho y Carga” (CNDC) quien va casando la oferta y la demanda que le llegan; este Comité no solo es responsable de coordinación prefecta entre los agentes del Mercado sino también la administración como la valorización horaria de la potencia y energía inyectada y retiro del Sistema Interconectado Nacional.

En el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano operan dos mercados: el *Mercado Spot* donde se realizan transacciones de compra y venta de electricidad a corto plazo en base a los costos marginales de generación horaria (Precio Spot) en cambio el Mercado de Contratos se realiza transacciones de compra y venta de electricidad son libres en cuanto a la duración y precio.

Si se encuentra en eficiencia económica nuestro mercado ya que cuenta con dos mercados y una eficiencia en la distribución y asignación de la energía eléctrica despachando primero la energía hidroeléctrica que tiene costos inferiores a comparación de la energía termoeléctrica que es utilizada en las horas pico.

EFICIENCIA ECONÓMICA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA EN BOLIVIA EN EL PERIODO 1998-2008

Introducción

A partir de 1998 ya se asienta las condiciones previstas por la Ley de Electricidad¹ con una nueva reestructura en la industria eléctrica con el objetivo de impulsar el desarrollo sostenible y suministro de electricidad. Y con la actuación de la superintendencia de Electricidad quien se ha centrado en otorgar seguridad jurídica a las empresas y a los consumidores cumpliendo la ley.

En la actualidad la industria eléctrica en Bolivia se desarrolla principalmente a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el cual están integrados los principales centro de generación y consumo abarca alrededor del 90 % del mercado nacional. Adicionalmente se cuenta con pequeños sistemas aislados que cubren el restante 10% del mercado eléctrico nacional.

La superintendencia es el interventor del Estado para asegurar el funcionamiento de los mercados competitivos en la industria eléctrica donde éstos sean posibles o simular competencia donde el mercado no pueda lograrlo por sí mismo.

Es ahí donde se centra nuestro trabajo de investigación, si el Mercado Eléctrico Mayorista es realmente eficiente²o no en términos económicos respecto a la operación segura confiable y de costo mínimo.

El propósito de este análisis es el de tratar de demostrar lo importante y trascendental que es el sentido de la eficiencia económica dentro del Mercado Eléctrico Mayorista en Bolivia (MEM); es cierto que se hizo grandes cambios en el momento de la Capitalización en la industria eléctrica con el fin de mejorar el servicio de la energía eléctrica.

¹ Ley de electricidad N°1604

² La eficiencia se define lograr dicha acción u objetivo en el menor tiempo posible y con el menor costo posible.

Sin embargo la Eficiencia Económica es uno de los temas de mayor preocupación en el diseño de los modelos y esquemas regulatorios que intervienen, controlan e incentivan las actividades de los servicios públicos prestados de estructura de mercado competitivo con potencial poder de mercado.

Donde la eficiencia económica es primordial en la teoría de la regulación económica que justifica la intervención de reguladores con el objetivo de corregir el incumplimiento de los supuestos normativos. Los reguladores tienen esta responsabilidad dentro de sus funciones, para lo cual incluyen dentro de sus objetivos centrales que los distintos agentes participantes en estos procesos deben lograr la eficiencia económica: los generadores logrando mejores niveles de productividad y eficiencia productiva al generar servicios al costo mínimo posible y los consumidores pagando la menor tarifa gracias a la eficiencia asignada.

I Planteamiento del Problema

Se plantean la siguiente pregunta:

¿Si se encuentra en eficiencia económica el Mercado Eléctrico Mayorista o no?

En términos de:

- 1º Desarrollo de recursos energéticos del mínimo costo
- 2º Lograr disponibilidad adecuada de suministro energético
- 3º Eficiencia en uso óptimo de los recursos energéticos (hidroeléctrico y térmico)

a. Marco Referencial y Teórico

a.1 Marco referencial

El tema propuesto está inscrito en la nueva situación planteada en el Sector Eléctrico a partir de la Ley 1604 del 21 de diciembre de 1994. Para mejor entendimiento del tema tomaremos los siguientes conceptos.

Energía eléctrica

La energía eléctrica se manifiesta como corriente eléctrica, es decir, como el movimiento de cargas eléctricas negativas, o electrones, a través de un cable conductor metálico como consecuencia de la diferencia de potencial que un generador esté aplicando en sus extremos.

La energía se puede obtener de las siguientes fuentes:

- ***Energía térmica***

Que es partir de la liberación de energía en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón.

- ***Energía Hidráulica***

La energía hidráulica es el resultado del uso del agua mediante molinos que aprovechaban la corriente de los ríos para mover una rueda. O que el agua en su caída entre dos niveles del cauce se hace pasar por una turbina hidráulica la cual transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica.

a.2 Marco Teórico

Para tener mayor entendimiento del concepto de eficiencia económica mediante la asignación del producto es necesario entender el entorno bajo el que fue formulado y la escuela a la que sus creadores pertenecen.

La escuela de pensamiento neoclásico es llamada también Marginalista por tener un análisis marginalista quienes como Jevon, Menger y Walras iniciaron aportaciones: sustituyendo la teoría del valor basada en el coste de producción y orientada hacia la oferta por la teoría basada en la utilidad marginal y orientada hacia la demanda.

Sus aportaciones incluyen los conceptos de coste de oportunidad, coste marginal, la utilidad marginal y equilibrio general que siguen siendo hoy el cuerpo principal de los manuales de economía. Son las conductas de los productores y los consumidores tratando de maximizar

sus beneficios y su utilidad las que conducen a una situación de equilibrio general. El precio de todas las cosas es un resultado del equilibrio entre su oferta y su demanda.

Pero los tres autores estaban muy interesados en la asignación de los recursos es decir en lo que ha llegado a llamarse teoría microeconomía. La microeconomía es una rama de la economía que estudia el comportamiento de unidades económicas individuales, como pueden ser individuos, familias y empresas, y el funcionamiento de los mercados en los cuales ellos operan.

Se considera que el mayor contribuyente al análisis microeconómico ha sido Alfred Marshall quien logro despejar cualquier duda en cuanto a la determinación de los precios: estos se determinan por la interacción de la oferta y demanda, acabando con cualquier controversia pasada respecto como se definían. Marshall claramente habla de la intersección de la oferta y la demanda en un mercado que dan como resultado un precio de equilibrio³.

1. Modelo de Competencia Perfecta

El modelo de competencia perfecta es un ente ideal que intenta capturar la esencia del comportamiento económico, tanto de las empresas como de los individuos. La condición óptima del mercado exige que el precio sea igual al costo marginal y que se maximice el excedente al consumidor y el bienestar social.

2. Modelo Marginalista

Sus principios se basan en establecer un sistema de precios tales que las decisiones de inversiones y operación tiendan a los mismos resultados que una planificación centralizada óptima señales: Remunerar energía al costo marginal de corto plazo, Remunerar potencia al costo anual de una unidad de punta

³ Furio 2005

b. Metodología de investigación

b.1 El método de Investigación

Los métodos de investigación que se usarán son: el análisis y síntesis, esto debido a que se tendrá que examinar la información de series de tiempo por medio de cuadros y gráficos

Donde el análisis consiste en la descomposición material o mental del objeto de investigación en sus partes integrantes con el propósito de descubrir los elementos esenciales que lo conforman.

Y la Síntesis consiste en la integración material o mental de los elementos o nexos esenciales de los objetos, con el objetivo de fijar las cualidades y rasgos principales se complementan.

b.2 Técnicas de Investigación

Las técnicas de investigación que se utilizará serán de tipo secundario, es decir, información de series de tiempo, las cuales se obtendrán de instituciones donde se procesara los datos obtenidos para verificar nuestra hipótesis.

c. Delimitación

En lo que respecta a la delimitación temporal nuestro trabajo de tesis comprenderá el periodo de los años 1998 y 2008, en este caso del Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia que corresponde a la aplicación de nuestro análisis.

En la delimitación espacial estará demarcada por el territorio nacional “Bolivia” que se constituye en objeto de nuestra investigación.

II Formulación de la Hipótesis

a. Hipótesis central

Todos los mercados funcionan equilibrando la oferta y la demanda pero esto no sucede con el mercado eléctrico tiene una complicación añadida; casi no puede almacenar stocks para venderlos más adelante cuando la demanda es alta, y debe abastecer de forma continuo, 24 horas los 365 días del año, con una garantía de suministro completa.

Como la electricidad es difícil de almacenar, es necesario mantener una base de carga funcionando continuamente, con una estrategia que permita tanto cubrir la demanda básica, como los picos de alta demanda.

Por esta circunstancia existe un operador como lo es Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Este operador del mercado se encarga de la elaboración del programa diario de funcionamiento del sistema, casando las ofertas y las demandas que le llegan.

No existe competencia perfecta en el mercado eléctrico, porque no se cumple todos los supuestos; sin embargo, existe eficiencia económica como resultado de la intervención de la superintendencia, la cual simula competencia porque el mercado no puede lograrlo por sí mismo, en base a regulación de precios.

El Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia se encuentra en eficiencia económica en asignación de recursos con un modelo vertical y horizontalmente separado, en comparación a otro mercado eléctrico (con un modelo verticalmente integrado).

b. Objetivos

b.1 Objetivo general

Describir y evaluar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia

b.2 Objetivo Específico

- Investigar la importancia que cumple Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Describir y analizar el Mercado de Spot y el Mercado de Contratos.
- Analizar el comportamiento de la demanda y la oferta de energía eléctrica en el periodo 1998-2008
- Verificar la asignación eficiente de los recursos escasos.

Capítulo I

Aspectos legales e institucionales

El nuevo modelo de desarrollo económico adoptado en Bolivia contempla la transferencia al sector privado de la responsabilidad de las actividades productivas y comerciales y preserva para el Estado las funciones normativas y regulatorias. Inicialmente el proceso de capitalización buscaba una política macroeconómica muy específica: incrementar la tasa de inversión y productividad para asegurar el desarrollo de los sectores de infraestructura básica con miras al desarrollo.

Los resultados más importantes de la reforma del sector eléctrico, fueron los siguientes: la promulgación de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994; la aprobación de sus Reglamentos mediante D.S. N° 24043 de 28 de junio de 1995; la transferencia de las empresas eléctricas de propiedad del Estado al sector privado a través de los procesos de capitalización y privatización; la desintegración vertical y horizontal de las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las mismas que deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas exclusivamente a una sola de estas actividades

La ley establecer la separación vertical entre generadores, transmisores y distribuidores, tanto en su actividad como en su propiedad (que será expuesto en el SIN).

También la Ley establece la separación horizontal y la liberalización de la actividad de generación, cuando permite la existencia de más de una empresa; donde las empresas generadoras deben competir entre sí para vender su producto al mercado sin la intervención directa del estado.

Eliminación del monopolio en la actividad de transmisión; finalmente otra característica importante es la estructura regional en distribución ya que la separación regional resulto más por motivos espacial (relación a una separación propietaria por regiones) pero tampoco fomenta a la competencia entre distribuidores debido a que cada una se constituye en un monopolio en la región de concesión

Sección I: la Ley de electricidad y El Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico

1. La Ley de Electricidad

1.1 Organización Institucional

a. Ministerio y La secretaria

En relación a la Industria Eléctrica, la Secretaria a través del Ministerio, propondrá normas reglamentarias de carácter general para su aprobación en el Poder Ejecutivo y que serán aplicadas por la Superintendencia de Electricidad. La Secretaria elaborará el Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional y los Planes indicativos para los Sistemas Aislados

b. La Superintendencia de Electricidad

La Superintendencia de Electricidad es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de Regulación de las actividades de la industria Eléctrica. Tiene atribuciones específicas:

- ✓ Proteger los derechos de los consumidores
- ✓ Asegurar que la actividad de la Industria eléctrica con las disposiciones anti monopolísticas y defensa del consumidor.
- ✓ Otorgar concesiones, Licencias⁴ y Licencias provisionales⁵.
- ✓ Declarar y disponer la caducidad de las Concesiones⁶ y la revocatoria de las licencias.
- ✓ Intervenir las Empresas Eléctricas, cualquiera sea su forma de constitución social, y desinar interventores;

⁴ Es el acto administrativo por el cual la superintendencia de electricidad otorga a una persona individual o colectiva el derecho de ejercer la actividad de Generación y Transmisión

⁵ Es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, autoriza a una persona o colectiva la realización de estudios para centrales de Generación e instalaciones de transmisión que requieran al uso y aprovechamiento de los recursos naturales. Las licencias provisionales se otorgaran por un plazo máximo de tres años.

⁶ Es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, otorga a una persona colectiva el derecho de ejercer la actividad de servicio público de Distribución, o ejercer en los Sistemas Aislados, en forma integrada las actividades de Generación, Transmisión, Distribución. En todos los casos, la Concesión de servicio público se otorgara por un plazo máximo de 40 años.

- ✓ Velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los Titulares⁷
- ✓ Aplicar los procedimientos de cálculos de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución.
- ✓ Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.
- ✓ Aprobar las interconexiones internacionales, las exportaciones de electricidad, de acuerdo al reglamento
- ✓ Poner en conocimiento de las autoridades competentes las infracciones relativas a la protección y conservación del medio ambiente

La Superintendencia de Electricidad mantendrá un registro de carácter público en el cual suscribirán:

- ✓ Los contratos de exportación e importación de electricidad
- ✓ Los contratos con los Consumidores No regulados y los contratos especiales.
- ✓ Los contratos de suministro, descritos en la presente Ley
- ✓ Las Concesiones, licencias y Licencias provisionales
- ✓ Las otras actividades que no requieren concesiones o Licencia; y Los demás actos que requieren registros, conforme a la presente ley de sus reglamentos

Financiamiento de la Superintendencia de Electricidad es a través de Las Empresas Eléctricas pagaran una tasa de regulación, que no podrá ser superior al 1% de sus ingresos por venta antes de los impuestos indirectos.

1.2 Estructura del Sistema Eléctrico

Sistema eléctrico⁸ está conformado por:

⁷ Es la persona individual o colectiva que ha obtenido de la Superintendencia de Electricidad una Concesión, Licencia o Licencia provisional.

⁸ Es el conjunto de las instalaciones para la Generación, Transmisión y distribución de electricidad.

a. Sistema Interconectado Nacional

Las Empresas del Sistema Interconectado Nacional⁹ (SIN) cuya participación de propiedad estará sujeta a las siguientes limitaciones:

- ✓ Las empresas de Generación o Distribución, sus empresas Vinculadas no podrán ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de transmisión, ni ejercer el control de la administración de la misma. Y viceversa.
- ✓ Las empresas Generadoras, sus empresas Vinculadas no podrán ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de Distribución, ni ejercer el control de la misma. Y viceversa.
- ✓ Las empresas de Generación, cualesquiera de empresas Vinculadas, directa o indirectamente, no podrá ser titulares de derecho propietario equivalente de más del 35% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional, de forma individual o conjunta. Queda excluida de esta limitación aquella capacidad instalada destinada a la exportación.
- ✓ Excepcionalmente y de acuerdo a reglamentación, las empresas de Distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de Generación, que utilice y aproveche recursos naturales renovables, siempre que esta capacidad no exceda el 15 % del total de la demanda máxima.

Las operaciones que se registran en el SIN son:

Operación de la generación.- Donde el Generador está conectado al SIN bajo las siguientes condiciones:

- ✓ Deberá estar conectado al Sistema Troncal de Interconexión¹⁰ mediante las líneas de transmisión, asumiendo los correspondientes costos

⁹ Deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión, Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades

- ✓ Todas las Centrales de Generación que operen en el SIN, estarán obligadas a cumplir las disposiciones del Comité Nacional de Despacho de Carga¹¹.
- ✓ Podrá suscribir contratos de compra-venta de electricidad con otras Generadoras, Distribuidores o Consumidores no Regulados.

Operación de Transmisión.- La Transmisión en el SIN operara bajo la modalidad de acceso abierto. Esta modalidad permite a toda persona individual o colectiva, que realice actividad en la Industria Eléctrica o Consumidor no Regulado utilizar las instalaciones de las empresas de Transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro, sujeto al pago correspondiente. El transmisor¹² no podrá comprar electricidad para venderla a terceros.

b. Sistema Aislado

Es cualquier Sistema Eléctrico que no está conectado al Sistema Interconectado Nacional pero también los sistemas aislados de Generación, Transmisión y Distribución podrán estar integradas verticalmente.

1.3 Concesiones, Licencias y Servidumbre

a. De Uso de bienes públicos

El uso de bienes público, el titular tiene derecho de uso, a título gratuito, de la superficie, el subsuelo y el espacio aéreo de dominio público que se requiera exclusivamente para objeto de concesión o licencias.

La declaración de Área Protegida en aplicación el titular de una Licencia en Generación tiene el derecho de solicitar la declaratoria de área protegida a la zona geográfica de la cuenca de aguas arriba de las obras hidráulicas inherente a la respectiva Licencia. El Titular tendrá la obligación de administrar y preservar a su costo el área protegida

¹⁰ Es parte de Sistema Interconectado nacional que comprende las líneas de alta tensión e incluida las subestaciones.

¹¹ Es la asignación específica de carga a centrales generadoras, para lograr el suministro más económico y confiable según las variaciones totales de la oferta y demanda de electricidad, manteniendo la calidad del servicio.

¹² Es la empresa Eléctrica titular de una licencia que ejerce la actividad de transmisión.

Clases de Servidumbre.- las Servidumbre para el ejercicio de la Industria Eléctrica son:

- ✓ De acueducto, embalse y obras hidráulicas para las centrales hidroeléctricas
- ✓ De ducto, acueducto de refrigeración e instalaciones para las centrales termoeléctricas y geotérmicas
- ✓ De línea eléctrica para la Transmisión, Distribución o comunicación, sean aéreas o subterráneas
- ✓ De subestaciones, para subestaciones aéreas o subterráneas

1.4 Infracciones y Sanciones

La Superintendencia de Electricidad impondrá sanciones a los titulares o terceros por la comisión de infracciones a las disposiciones de la Ley N° 1600 (Ley del Sistema de Regulación Sectorial) que cae en la revocatoria de la Licencia y caducidad de las Concesiones.

2. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME)

2.1 Mercado.

El Mercado Eléctrico Mayorista está integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, más las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países.

2.2 Agentes del mercado eléctrico

1° Generación.- Es el proceso de producción de electricidad en centrales de cualquier tipo.

Cuadro N°1

Instalaciones de Generación

EMPRESA	CENTRALES	Nº Unidades	CAPACIDAD EFECTIVA MW
HIDROELÉCTRICAS			
HIDROBOL	Sistema Hidroeléctrico Taquesi	4	90.4
CORANI	Sistema Hidroeléctrico Corani	9	149.9
ERESA	Sistema Hidroeléctrico Yura	7	19.1
COBEE	Sistema Hidroeléctrico Miguillas	9	21.1
	Sistema Hidroeléctrico Zongo	21	188.4

Distribución primaria y secundaria. Distribuidor, es la empresa Eléctrica titular de una Concesión de servicio público que ejerce la actividad de distribución.

Cuadro N° 3

Demanda de Empresas de distribución Año 2008

Empresa	Area de Operación	Energía Comprada GWh	Demanda Máxima MW
CRE	Santa Cruz	1,749.2	372.4
ELECTROPAZ	La Paz	1,297.9	261.2
ELFEC	Cochabamba	838.5	166.4
ELFEO	Oruro	334.8	67.2
SEPSA	Potosí	275.3	55.6
CESSA	Sucre	172.8	35.8

Fuente: www.cndc.go.bo

4° Consumidores No Regulados.-Es aquel que tiene una demanda de potencia igual o mayor a un cierto mínimo y que está en condiciones de contratar, en forma independiente el abastecimiento directo de electricidad con el Generador o Distribuidor u otro proveedor. Dicho mínimo será fijado por la superintendencia de Electricidad de acuerdo a la evolución del mercado.

Cuadro N° 4

Demanda Consumidores No Regulados Año 2008

Empresa	Actividad	Area de Operación	Energía Comprada (GWh)	Demanda Máxima (MW)
EMIRSA	Minería	Oruro	18.8	2.9
EM VINTO	Metalúrgica	Oruro	32.1	5.9
COBOCE	Industrial	Cochabamba	41.8	5.9
MINERA SAN CRISTOBAL	Minería	Potosí	374.4	55.6

Fuente: www.cndc.go.bo

2.3 El Comité Nacional De Despacho De Carga

El Comité nacional de Despacho de carga (CNDC) es la institución no solo responsable de la coordinación perfecta entre los agentes del mercado sino también de la administración del mercado mayorista estará conformado por un representante de las empresas de Generación, Transmisión, Distribución, Consumidores no Regulados y de la superintendencia de Electricidad respectivamente.

Las funciones principales del CNDC son las siguientes:

- ✓ La planificación de las operaciones diarias del SIN
- ✓ Realizar el despacho de carga
- ✓ La determinar el potencial de punta disponible de las generadoras
- ✓ La valoración horaria de la potencia y energía inyectada y retirada en los diferentes nodos de inyección y retiro del SIN a fin de poder establecer con absoluta precisión.
- ✓ Asimismo, la planificación y los despachos deben hacerse a costo mínimo, es decir, siguiendo la regla de decisión de un mercado competitivo de precio igual al costo marginal aunque corregidos por problemas de pérdidas de transmisión y limitaciones en la disponibilidad de capacidad.

El Comité está constituido por un representante de los generadores, un representante de la transmisora, un representante de los distribuidores y un representante de los consumidores no regulados. Adicionalmente hay un representante de la Superintendencia de Electricidad como representante del estado a quien se nombra como presidente del Comité aunque, a diferencia de los demás miembros, solo tiene voz y no voto.

Como se puede ver CNDC juega un papel fundamental en el funcionamiento del mercado mayorista como lo más cerca posible le a un mercado competitivo y al mismo tiempo asegurando la coordinación perfecta entre los agentes de mercado

Sección II: Concesiones y Uso de bien de Dominio Público

3. Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales

3.1 Disponibilidades generales

- a. **Licencias de Transmisión.**- no es de carácter de exclusividad, la licencia definirá las instalaciones afectadas a las actividades de Transmisión; están obligadas al acceso abierto.
- b. **Concesiones a derecho de uso de Recurso Agua.**- la otorgación de Licencia de Generación en el SIN y Concesiones integradas en Sistemas Aislados que requieran el aprovechamiento de aguas destinadas a la generación de electricidad y se tramitaran en la Superintendencia.
- c. **Actividades que no requieren Concesiones**
 - i. La producción de electricidad con destino al suministro a terceros, con una potencia instalada igual o inferior a 500 KW
 - ii. La Autoproducción¹³ de electricidad destinada al uso exclusivo del productor, con una potencia instalada inferior a 2 mil kw
 - iii. La producción de electricidad que utiliza recursos naturales renovables cuando la potencia instalada sea inferior a 300kw
 - iv. La distribución de electricidad ejercida por un auto productor y que constituya servicio público y las que se realicen en forma integrada en Sistema Aislados con una máxima potencia demandada anual igual o inferior a 500 KW
 - v. La distribución de electricidad con una máxima potencia demandada anual a 500 KW fuera del área de concesión de las empresas distribución.

Estas potencias podrán ser modificadas por la Superintendencia mediante una resolución de acuerdo a la evolución del mercado.

¹³ Es la generación destinada al uso exclusivo del productor realizada por una persona individual o colectiva Titular de una Licencia

3.2 Datos y Requisitos

a. Datos y requisitos para las Concesiones y Licencias

Descripción del uso y aprovechamiento de recursos naturales:

- ✓ Ubicación y descripción de recursos solicitados
- ✓ Modalidad de uso y aprovechamiento del recurso
- ✓ Determinación de la cuenca en el caso del uso y aprovechamiento de recursos hídricos

b. Requisitos específicos para la Licencia de Generación.-

- ✓ Datos técnicos del proyecto que demuestren su compatibilidad con las características técnicas del Sistema Eléctrico al que se integran;
- ✓ Índices de disponibilidad
- ✓ Descripción de los combustibles requeridos y previsiones de suministros
- ✓ En el caso de aprovechamiento y uso de recursos hídricos el caudal medio regulado o caudal medio disponible.

c. Requisitos específicos para Licencia para Transmisión

Las características técnicas de las líneas y subestaciones demostrando su compatibilidad, con las características técnicas del Sistema Eléctrico al que se integran e Índices de calidad del servicio

3.3 Procedimiento de otorgación de Concesiones, Licencia y Licencias

provisionales:

a. Mediante solicitud de parte

Que contempla la presentación de solicitud a quienes son los interesados para obtener Concesiones, Licencia y Licencias provisionales que se presentaran a la superintendencia luego se verificada por parte de la superintendencia los requisitos dentro 15 días si en caso existiera tal rechazo de la solicitud será por el incumplimiento a la Ley si fuera la aceptación se dictara una resolución.

b. Mediante Licitación Publica

Se realizara una Convocatoria a Licencias Publicas por parte de la Superintendencia cuando se declare la caducidad de la concesión o revoque de la licencia.

3.4 Derechos de Concesiones y Licencias

Pago de Derecho.- de conformidad a lo establecido en la Ley de Electricidad el otorgamiento de nuevas concesiones y licencias estará sujeto al pago de los siguientes derechos:

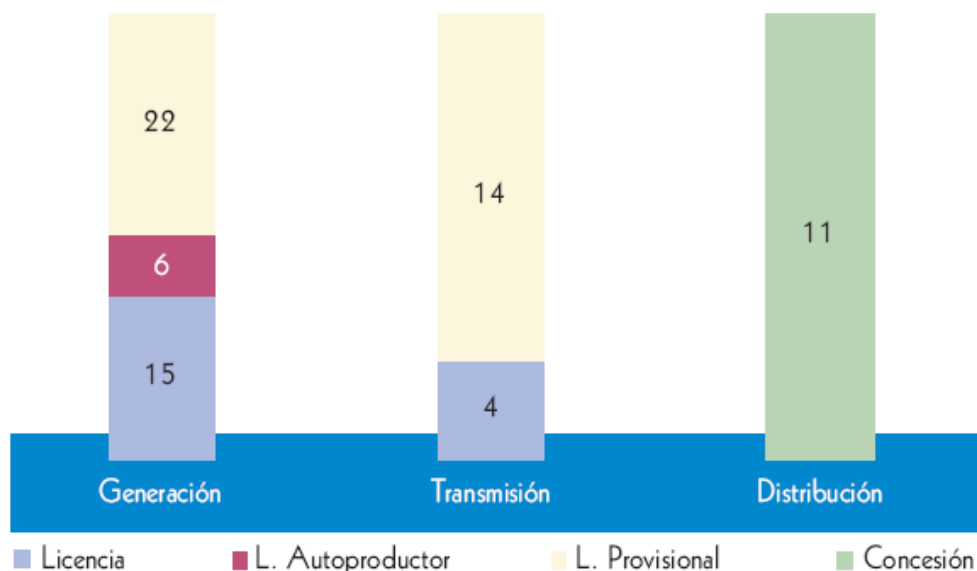
- ✓ La licencia de generación mediante el uso y aprovechamiento de recursos naturales renovables, está exenta de pago del derecho de Licencia
- ✓ Licencia de generación termoeléctrica, el 2 por mil (2/1000) de las inversiones comprometidas en el contrato de Licencia
- ✓ Licencia de transmisión, el 1 por mil (1/1000) de las inversiones comprendidas en el contrato de licencia
- ✓ Concesión de Distribución, el 1 por mil (1/1000) de las inversiones comprendidas en el contrato de Concesiones
- ✓ Concesión integrada de generación, transmisión y distribución en los Sistemas Aislados, el 1 por mil (1/1000) de las inversiones comprendidas en el Contrato de Concesión o Licencia, excepto la inversión correspondiente a generación mediante el uso y el aprovechamiento de recursos naturales renovables, cuando hubiera
- ✓ La Licencia provisional está exenta de pago de derecho de licencia

3.5 Contratos

La Superintendencia elaborara modelos de contratos para el otorgamiento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.

3.6 Actualización de zona de Concesión

Cada dos años los Titulares de Concesión de Distribución y Concesión de integrada en los Sistemas Aislados, deberán actualizar la zona de su Concesión, acompañando a su solicitud.

Gráfico N° 1**Derechos Otorgados 1996-2005**

Fuente: Regulación del Sector Eléctrico 10 años (1996-2006). Pág.: 14
Superintendencia de Electricidad

4. Reglamento de Uso de bienes de Dominio Publico

4.1 Uso de bienes de Dominio publico

Cuando el Titular necesite obtener el derecho de uso de título gratuito de bienes de dominio público deberá presentar la solicitud a la Superintendencia indicando el uso del bien solicitado¹⁴. La Superintendencia podrá solicitar la aclaración de cualquier aspecto de la solicitud, luego se dictara una resolución de aprobación que contenga: la identificación del Titular, la naturaleza de uso, la superficie, el subsuelo o el espacio aéreo, el periodo de uso.

4.2 Área protegida

El titular de Licencia de generación hidroeléctrica, que requiera declaratoria de área protegida, iniciara el trámite ante la Superintendencia donde el superintendente emitirá dictamen sobre la solicitud de declaratoria de área protegida y remitirá los antecedentes al Ministerio de Desarrollo y Medio Ambiente.

¹⁴ Adjuntando la ubicación, delimitación geográfica del bien, proyecto de obra, líneas, instalaciones.

4.3 Servidumbre voluntaria

Las servidumbres voluntarias se constituyen por contrato celebrados entre partes. Cuando el bien objetivo de la Servidumbre pertenece a varias personas, la servidumbre voluntaria solo se puede constituirse con el consentimiento de todas ellas.

4.4 Servidumbre obligatoria

Si el titular solicite constituir e imponer Servidumbre obligatoria para el ejercicio de la Industria Eléctrica, deberá presentar Solicitud a la Superintendencia, especificando la clase de Servidumbre y adjuntando: la ubicación, descripción y delimitación del área objeto de la Servidumbre solicitado, planos ubicados, relación de la servidumbre solicitada con las obras e instalaciones afectadas a la Concesión o Licencias, Nombres y domicilios de los propietarios del predio para el que solicita la Servidumbre cuando pueden ser conocidos.

4.5 Características del uso de Bienes de Dominio Público y de las Servidumbres

- a. **Delimitación del área.-** Para la construcción de embalses, Acueductos, Ductos, Obras Hidráulicas, estanques, cámaras, caminos de acceso y otros, se deberá considerar en el área de Servidumbre, no solo el terreno ocupado por las obras, sino también una superficie adicional establecida de acuerdo a normas técnicas usuales, que permita la construcción, revisión, mantenimiento y reparación de las citadas obras.
- b. **Faja de Seguridad.-** Se establece una faja de seguridad a ambos lados de la línea eléctrica que será incluida en la Servidumbre. La Superintendencia determinara el ancho de dicha faja de acuerdo con las características de la línea, la topografía y cobertura vegetal.
- c. **Servidumbre de las líneas eléctricas en el área rural.-** la Servidumbre de línea eléctrica y subestación en el área rural comprende:
 - ✓ La instalación de postes, torres y transformadores relacionados con la línea
 - ✓ El tendido de conductores aéreos
 - ✓ La faja de seguridad establecida en la delimitación área

- ✓ La limitación en la altura de las construcciones y plantaciones en la faja de seguridad de acuerdo a lo reglamentado
 - ✓ La construcción de caminos y/o senderos requeridos para la construcción y mantenimiento de las líneas y subestaciones
- d. **Pago de Compensación.**- En el caso de la servidumbre de línea eléctrica en el área rural el simple paso de una línea eléctrica no da derecho al pago de indemnización. El propietario del predio tendrá derecho a recibir pago compensatorio cuando, para establecer la Servidumbre, se hubiesen causado daños o perjuicios por el derribo de árboles, construcciones, obras o instalaciones.

Capítulo II

Análisis del Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia

Pero en el presente capítulo está orientado al estudio, evaluación y análisis de la operación dentro del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano, realizando un análisis de procedimiento del mercado spot, que se deben hacer desde un punto de vista de la oferta como de la demanda y también un análisis al mercado de contratos.

En nuestro Mercado actual, se establecen básicamente dos formas de comercialización de la energía:

- ***Mercado Spot***

Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no contempladas en Contratos de suministro. Las transacciones en este Mercado se realizan en base a los *Costos marginales de Generación Horaria, Factores de nodo y energía registrada* con el sistema de medición comercial del Sistema.

El mercado spot se ha centrado en un modelo marginalista, donde los agentes presentan ofertas iguales a sus propios costes variables de funcionamiento, ya que de ese modo resultan casados cuando el precio del mercado es superior a su coste esto debido que el precio spot de energía es determinar en función del costo variable de generación de la unidad térmica más cara que es despachada para cubrir un incremento de la demanda.

Al determinar y realizar los cálculos para obtener los precios Spot, buscaremos obtener señales económicas eficientes que nos permitan realizar una expansión bajo un esquema competitivo

- ***Mercado de contratos***

Se define como el Mercado de transacciones de compra y venta de electricidad entre Generadores, entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Consumidores No Regulados y entre Distribuidores y Consumidores No Regulados, contempladas en Contratos de suministro, vale decir que son, libres en hacer estas operaciones.

Sección I: Determinación y cálculo del precio Spot (Mercado Spot)

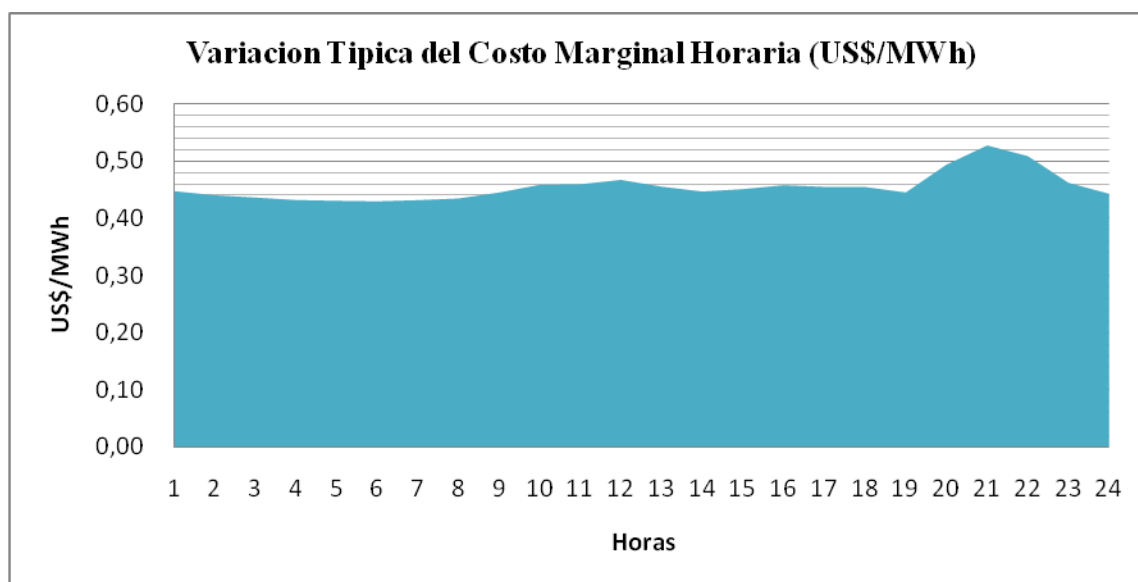
1.1 Comportamiento del precio Spot horario

El mercado "Spot" nos provee señales económicas eficientes bajo un esquema competitivo, además, nos permitan identificar la situación real y reflejar los cambios que surjan en el sistema y los requerimientos de la demanda.

Debemos notar que si bien el generador marginal tiene un costo marginal, la solución del problema en casos reales es más compleja debido a las restricciones hídricas a la variación del costo futuro con el almacenamiento final del agua. De esta manera las tarifas al costo marginal son obtenidas considerando el comportamiento de la carga y los costos marginales del sistema eléctrico, incluyendo generación y las restricciones en transmisión. Así, los sistemas son económicamente adaptados¹⁵

En el MEM, los Costos Marginales de Generación tienen una típica variación en un periodo de un día, así para el año 2008 un día respectivo; la Unidad Operativa del CNDC obtuvo lo siguiente.

Grafico N° 1

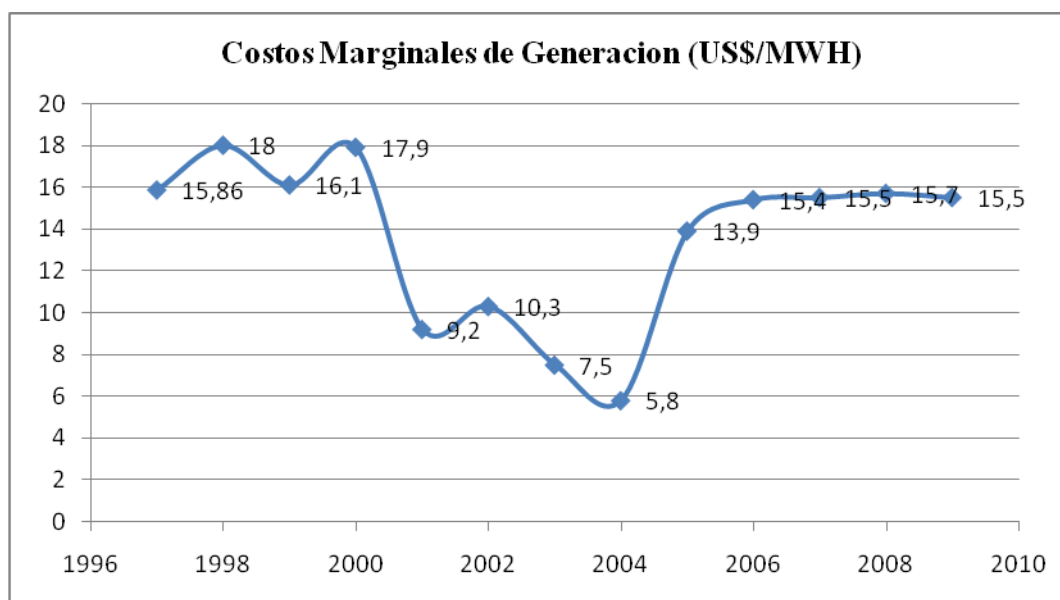


Fuente: Elaboración Propia

¹⁵ Se dice que un sistema es económicamente adaptado cuando este permite la producción de una cantidad dada a un mínimo costo

Cabe destacar que a partir de la gestión 2001 al 2004, los costos marginales de Generación tuvieron un decremento considerable debido a que este está en función del precio referencial del gas la cual por medio de un Decreto Supremo ¹⁶ mantiene el precio techo¹⁷ del gas igual a 1.30 U\$/MPC y un precio piso ¹⁸ de 0.41 U\$/MPC. Para mayor detalle lo abordaremos cuando nos referimos a Unidades térmicas. Así los resultados obtenidos para los años 1998 al 2008 fueron:

Grafico N° 2.



Fuente.: Elaboración Propia

Así el Precio Spot Horario para la energía eléctrica es la base de acercamiento de compra y venta de electricidad de Corto Plazo entre los Agentes, y está determinado por las condiciones de oferta y demanda que existe en esa hora dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.

A hora bien, de acuerdo a la teoría marginalista, el precio de energía lo define el Costo Marginal de Corto Plazo de producir y abastecer, de esta manera se logra el máximo

¹⁶ Decreto Supremo N° 26037 de la fecha 22/12/00 con vigencia a partir del 1 de enero 2001

¹⁷ Precio techo; Precio máximo legal por arriba del cual no se puede vender un bien o servicio

¹⁸ Precio piso; Precio mínimo Legal por debajo del cual no se puede vender un bien o servicio

beneficio. En particular debemos notar que el Precio Spot depende de varios factores variables que hacen que este tenga un comportamiento aleatorio y podemos citar a los siguientes:

- ✓ La demanda
- ✓ Disponibilidad del parque Generador
- ✓ Disponibilidad de combustible
- ✓ Temperatura
- ✓ Perdidas y disponibilidad de red de transmisión
- ✓ Hidrología

1.2 Definición del Precio Spot Horario

En el esquema "Spot", la producción y consumo de la energía de cada hora se valoran con base en el Costo Marginal de corto plazo (CMCP) del sistema, el llamada "Precio de Spot". Podemos decir que el *Precio Horario de Energía (Precio Spot)*, es el valor marginal de la energía (U\$/kWh) para la próxima hora computada al comienzo de una hora asumiendo conocimiento completo de las condiciones de operación, costos, etc.

El precio horario de energía (Precio Spot) en el Mercado Spot, buscar reflejar la realidad horaria del Mercado con los precios que surgen de las condiciones reales en el Mercado, en función de la relación oferta y demanda. Los precios de transferencias de potencia y energía en el Mercado Spot, son calculados por el CNDC. El precio Básico de la Energía, se asigna a aquel nodo en el que está ubicada la Unidad Generadora que determinara el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía.

1.3 Determinación del Precio Spot

Para determinar el Precio Horario de Energía (Precio Spot), debemos tener en cuenta a todo el sistema eléctrico que se presenta en el Mercado Eléctrico, donde este sistema se busca minimizar los costos con la finalidad de obtener los ***Costos Marginales de los Nodos***

El Costo Marginal de un nodo, para un *nodo*¹⁹ determinado se obtiene como el producto del Costo Marginal del Sistema por el factor de pérdidas²⁰ de ese nodo con respecto al nodo donde se define el Costo Marginal del Sistema. Cabe mencionar que los factores de Pérdidas se calcularan sobre la base del Despacho Económico utilizando la metodología de flujos de corrientes.

El factor de perdidas está en función del Despacho Económico; donde este determina la salida de potencia de cada central generadora o planta que minimice el Costo Total del Combustible necesario para alimentar la carga del sistema.

1.3.1 Demandas individuales Referidas al Nodo marginal

Uno de los resultados de despacho económico y flujo óptimo de potencia es la determinación del nodo marginal, donde se realizan los cálculos de oferta de los generadores respecto a este nodo y en donde se presentan demanda de los agentes también respecto a este nodo, y que, además, es en este nodo donde se realiza los cálculos del Costo Marginal y otros, la cual nos permita tener una idea clara para poder obtener el Precio Spot.

Si nos referimos a la demanda total de un mercado, la cual se obtiene sumando las demandas individuales de los consumidores, pero que en el caso del Mercado Eléctrico, es bastante compleja debido a que las demandas individuales están dispersas por la presencia de costos asociados a la transmisión de la energía y potencia eléctrica de un punto a otro al interior del STI.

La remuneración máxima del uso de la transmisión en el STI, se compone de un ingreso tarifario y de peaje de transmisión que deben pagar los agentes consumidores (Distribuidoras o consumidores no regulados) de modo que ambas remuneraciones cubran exactamente el costo económico total del transmisor.

¹⁹ Nodo es el punto o barra de un Sistema eléctrico destinado a las entregas y/o recepción de electricidad

²⁰ Factor de perdidas es el factor que refleja las perdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en la unidad

También se debe considerar otro aspecto que complica el cálculo de la demanda total, que se refiere a las pérdidas de energía al por mayor que se produce en las líneas de transmisión del STI.

Estas pérdidas de energía hacen que la determinación de la demanda total, no sea una tarea fácil como sumar horizontalmente las demandas individuales de cada Distribuidor para obtener la demanda total, porque las pérdidas de energía de un nodo a otro son inevitables y no se pueden despreciar

La demanda del sistema en cada etapa se presenta por bloques con la finalidad de tener una idea clara de los estudios de mediano y largo plazo incluyendo hasta cinco bloques por etapa. En el siguiente figura 1 se muestra lo descrito en donde cada bloque se define por un par que son la duración en horas y la demanda en GWh.

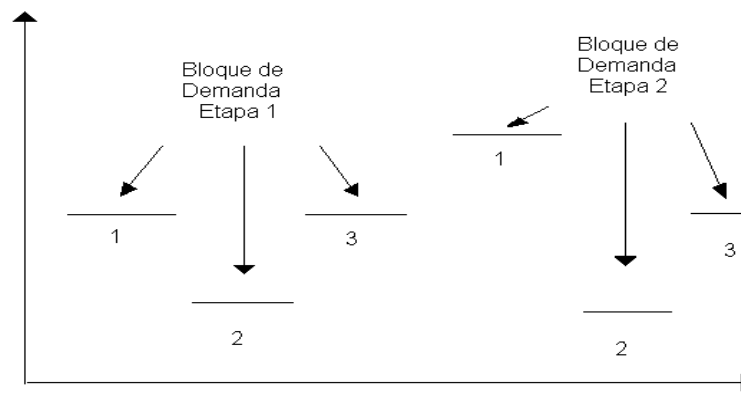


Fig. 1

La demanda total del sistema, en cada bloque se desagregara en demandas por barra la cual puede tomarse como referencia para determinar la barra marginal. Así, la demanda de barra en la etapa t y bloque k se calcula con la siguiente fórmula:

$$D(m, t, k) = (D(t, k) - F(k)) * PF(m, k) + IL(m, k) + FL(m, k)$$

Dónde:

$D(m, t, k)$ Demanda en la barra m , periodo t , bloque de demanda k (MW)

$D(t, k)$ Demanda total en el periodo t , bloque de demanda k (MW)

$F(k)$ Demanda fija total en el bloque de demanda k (MW). Representa la suma de los valores fijos de demanda de la barra

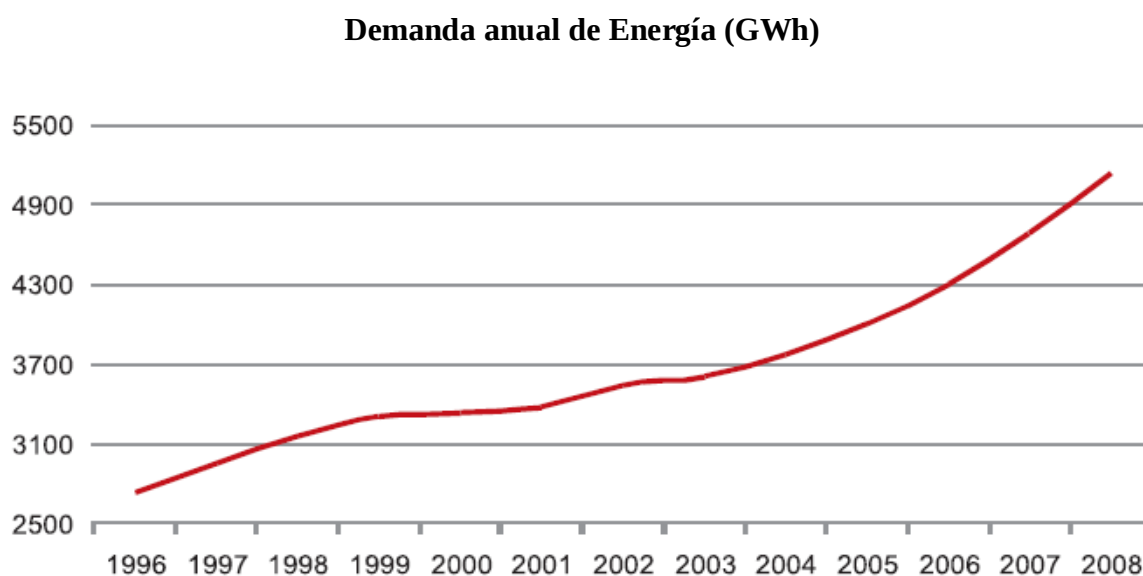
$PF(m, k)$ Factor de participación de la demanda de la barra m en el bloque de demanda total k . Se calculara a partir de demandas de referencia proporcionados por los agentes

$IL(m, k)$ Representa un valor de demanda fijo (industrial)

$FL(m, k)$ Perdidas fijas o demanda fija del consumo interno

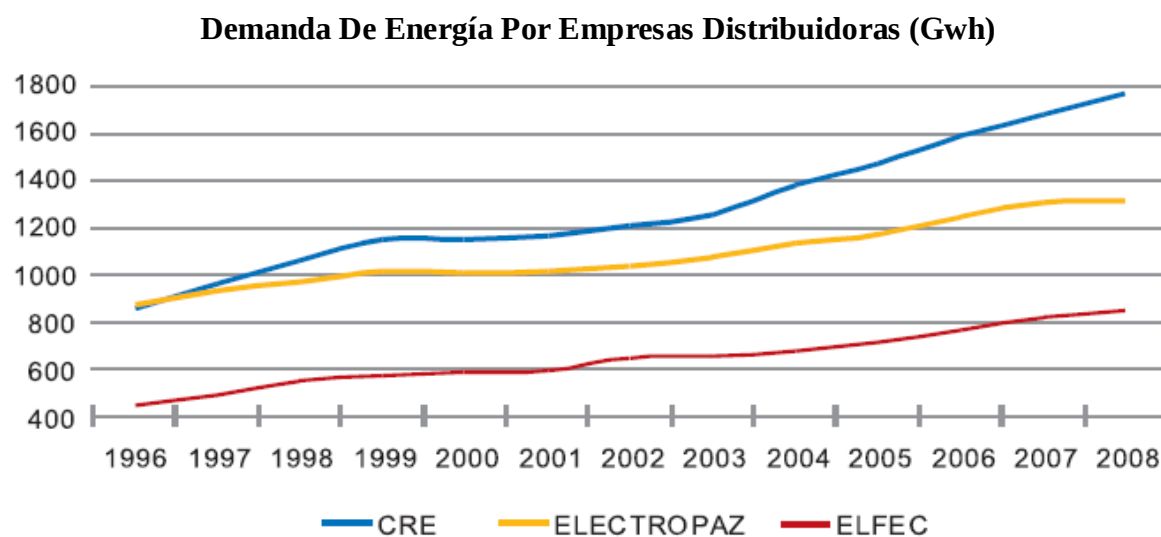
Dentro nuestro mercado, la demanda de energía y potencia máxima por los distintos agentes para los años 1998 al 2008 fueron los siguientes

Grafico N° 3

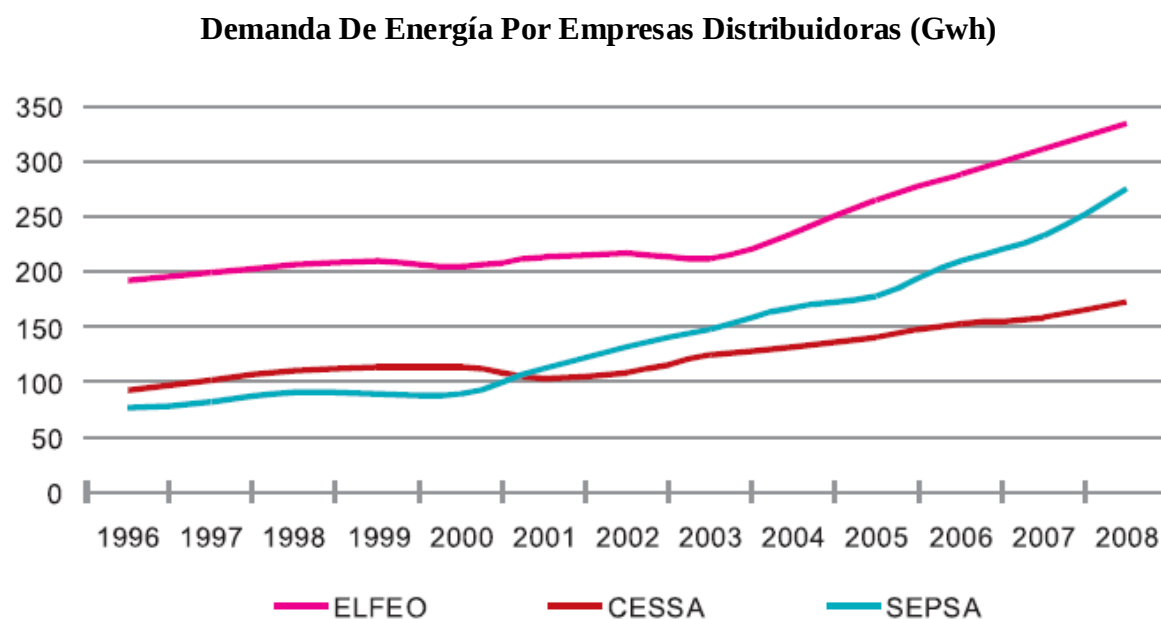


Fuente: memorias del CNDC 2008 Pág.:

Actualmente, la demanda de energía eléctrica del Mercado eléctrico Mayorista está conformada por los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, potosí y Chuquisaca haciendo un 90 % de la demanda en todo el país por el SIN.

Gráfico N° 4

Fuente: Memorias del CNDC 2008. Pág.:

Gráfico N°5

Fuente: Memorias del CNDC 2008. Pág.:

Los grafico 4 y 5 la CRE (Santa Cruz) es quien demanda por ser tener mayor cantidad de población respecto a CESSA (Sucre) quien cuenta con una menor cantidad de población

Estas empresas Consumidoras de Energía Eléctrica, presentan demandas individuales a Corto Plazo, cada una desde un precio máximo de la energía al por mayor igual al precio máximo de distribución que rige en su área de concesión.

1.4 Cálculo del Precio Spot de Nodo

Para realizar el cálculo del precio spot de la energía se requiere contar con la información real y realizar un despacho económico para determinar el costo de suministrar un incremento unitario en la demanda. Para tal efecto debemos tomar en cuenta que de acuerdo a los criterios de despacho económico toda vez que un generador es convocado para producir es porque su Costo Marginal es el más bajo entre todos los generadores disponibles todavía no convocados para abastecer el incremento adicional de demanda. Así mismo los cálculos que se realizan para tal efecto siempre están localizados en un nodo marginal o de referencial.

Matemáticamente debemos tener en cuenta que *el precio spot de nodo* se determina en base al *costo de la unidad marginal horaria* multiplicado por *el factor de nodo del bloque* respectivo.

1.4.1 Determinación de Costos Marginales

Los costos marginales de energía en cada nodo se obtienen como el producto del Costo Marginal de Corto plazo de Energía del SIN y del Factor de pérdidas de Energía del nodo

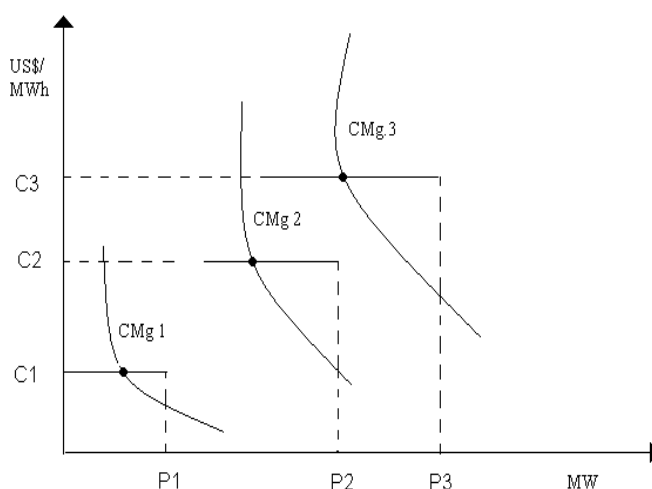
El procedimiento para la determinación de los Costos marginales, se lo realiza de la siguiente manera:

- Al analizar los costos de generación de las Unidades Térmicas tomaremos en cuenta los Costos Variables de Generación, en función del Costo del Combustible (precio del combustible, poder calorífico y heat rate), Costos no combustibles de generación (costos de operación y mantenimiento), los consumos propios y las pérdidas entre los bornes del generador y el punto de medición comercial
- El siguiente paso será la elección adecuada de las unidades candidatas para ser considerado como la unidad marginal del sistema tomado en cuenta el orden de mérito para cubrir la demanda a nivel de generación

- Una vez determinada las unidades candidatas del Sistema, se procede a realizar el cálculo del Costo Marginal del sistema²¹.

Para el segundo punto en la cual se procede a la elección de las unidades candidatas, realizamos el siguiente análisis en la cual tomamos en cuenta la generación total calculada en el Modelo de Simulación en que cada Central (conjunto de una o más unidades generadoras) puede generar hasta alcanzar su capacidad máxima, pero si la central desea maximizar sus utilidades debe minimizar sus costos (Costo Variable a corto plazo), despachando primero la unidad más eficiente o barata en términos de Costo variable y luego según su demanda, ir despachando las más eficientes antes que las menos eficientes (Fig. 2).

Fig.:2



Una vez consideradas las unidades hidroeléctricas, la generación restante se completa con unidades térmicas. A partir de lo mencionado las unidades se ordenan de acuerdo a sus Costos de Generación para los diferentes estados de carga, las cuales se calculan sobre la base de la información suministrada por los agentes suponiendo un régimen de operación permanente afectados por su ubicación en el sistema, es así que cuando se despacha solo la primera unidad (en la Fig.: 2 curva del CMg 1), en donde el Costo Variable de las Unidades candidatas corresponde al costo a potencia óptima para todas las unidades ubicadas en el nodo marginal del sistema en donde se calcula el Costo Marginal entre las unidades de menor Costo Variable consideradas como unidades candidatas de dicho nodo. Pero a

²¹ El Costo Marginal del Sistema, es el Costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar con un despacho económico de la unidad térmica más económica, un kWh adicional de energía a un determinado nivel de potencia.

medida que las unidades van siendo despachadas, el Costo Marginal va cambiando (en la Fig.:2 curva CMg 2 y luego CMg 3) en función del Costo Variable por unidad de todas las unidades generadoras despachadas.

Como el Costo Variable de cada unidad es función directa de la energía producida en cada una, primero debe determinarse cuanta energía e_{Ui} produce cada unidad para satisfacer la demanda total de la central.

Cuando la demanda de energía supera la capacidad máxima de generación de la o las unidades ya operantes en un área determinada en una cantidad deficitaria, se debe inmediatamente despachar otra unidad de menor costo Variable que produzca exactamente la cantidad deficitaria para saldar la diferencia entre la oferta y la demanda de electricidad. Así cuando la demanda de energía no puede ser cubierta solo por las unidades generadoras ya en operación, el déficit debe ser cubierto solo y enteramente por la unidad entrante que en este caso es el generador marginal, siempre la unidad de menor costo Variable entre todas las unidades candidatas

Una vez elegida los nodos con unidades candidatas en el nodo marginal del Sistema, la unidad de menor costo variable será la candidata. Según lo dicho anterior, podemos generalizar por medio de una ecuación para una central generadora G con "n" Unidades Generadoras, donde en un instante dado la Unidad marginal sea el numero "m" la cual es menor o igual a "n". *Ecuación 1*

$$CV = \sum_{i=1}^{m-1} \{CVP_{\min_{Ui}} * e_{Ui-MAX}\} + CVP_{Um} * e_{Um} \quad (1)$$

Dónde:

CV_G Costo Variable Total de todas las unidades generadoras despachadas

$e_{Ui-MAX} = Cte.$ Energía máxima generable por las unidades generadoras "i", en un periodo de tiempo t

$CVP_{\min_{Ui}} = Cte.$ Costo variable promedio mínimo de la unidad generadora "i", que corresponde a la producción máxima generable e_{Ui-MAX}

e_{Ui} Energía deficitaria cubierta por la unidad marginal

$CVP=f(e_{Um})$ Costo Variable Promedio de la unidad marginal

En esta ecuación podemos decir que el costo variable ocasionado por las unidades no marginales en su propósito de generación, es el **Costo Variable inicial de base CV_o** ;

$$CV = \sum_{i \rightarrow m-1} \{CVP \min_{Ui} * e_{Ui-MAX}\}$$

Además diremos que la *Energía generada por la unidad marginal e_{Um}* es igual a la diferencia entre la *Energía Total Generada e_G* y la *energía de Base Generada e_o* por las unidades no marginales, entonces:

$$e_{Um} = e_G - e_o$$

De esta manera la ecuación (1) puede ser expresada en función de la energía Total Generada por la central e_G , de la siguiente manera (ecuación 2):

$$CV_G(e_G) = CV_o + CV_{Um}(e_G - e_o) \quad (2)$$

A partir de este costo variable, se calculan los Costos Marginales en los demás nodos donde hay unidades candidatas a ser la unidad marginal y para esto se vuelve a calcular los factores de nodo todos referidos al nodo elegido.

Como el Costo Marginal esta expresado por la siguiente ecuación 3:

$$CM_g(q) = \frac{\partial C(q)}{\partial q} = \frac{\partial (Cf + Cv)}{\partial q} \quad (3)$$

El costo marginal, es el incremento en el costo que resulta de la producción de una unidad adicional de energía. Para determinar el Costo Marginal representando en la ecuación 3, se ha realizado un incremento infinitesimal del costo y de la producción, utilizando el concepto de derivada y si tomamos como unidad adicional de producción, a la capacidad máxima de producción de una unidad generadora, el incremento logrado en el Costo Variable (o tal porque el costo fijo permanece constante) representaría el costo Marginal que

enfrenta el generador por adicionar una unidad generadora (marginal) al parque de generación. Así podemos expresar la ecuación:

$$CM_G = \Delta CV_G / \Delta e_G$$

A partir de la ecuación 2 podemos calcular el Costo Marginal del generador, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} CM_G &= \frac{dCV_G}{de_G} = \frac{d\{CV_0 + CV_{Um} \cdot (e_G - e_0)\}}{de_G} \\ CM_G &= \frac{d\{CV_0\}}{de_G} + \frac{d\{CV_{Um} \cdot (e_G - e_0)\}}{de_G} \\ CM_G &= CM_{Um} \cdot (e_G - e_0) \end{aligned} \quad (4)$$

El costo marginal de un generador, expresado en la ecuación (3) evidentemente que el Costo Marginal de un generador de una central, es solo la sucesión de los costos marginales de cada unidad generadora cuando le toca a este ser marginal, en orden de eficiencia. Si analizamos paso a paso en la Fig.:2 cuando solo una unidad es despachada, esta se convierte automáticamente en la unidad porque la energía generada de base (unidad generadora que dejo de ser marginal después de que su capacidad efectiva fuera requerida en su totalidad para que otra unidad pase a ser considerado como la unidad marginal) es nula, y el Costo Marginal del Agente es igual al Costo Marginal de la única unidad marginal despachada. Pero cuando varias unidades son despachadas, la energía de base (capacidad efectiva menos la reserva de cada unidad de generación) es igual a la suma de las capacidades máximas de todas las unidades despachadas no marginales.

De este análisis podemos decir que si los Costos Marginales en cada nodo con generación térmica, en los que existen unidades candidatas, son iguales o menores a los respectivos Costos Variables Unitarios, la unidad marginal del Sistema será la que ubicado en el nodo marginal entre todas las demás candidatas.

1.4.2 Nodo marginal, Factor de Perdidas de Energía y Factores de Nodo

El nodo llamado “**Nodo Marginal**”, del SIN para una hora determinada, es el punto o barra del sistema donde se conecta la unidad generadora marginal destinada a satisfacer el ultimo incremento de la demanda horaria total del sistema.

Debido a que el generador marginal está ubicado en este nodo marginal y que casi siempre está ubicado donde existe un central térmica, el cálculo del Precio Spot es ilustrado a través del problema de despacho térmico, la cual tiene un costo operativo directo, vale decir, que depende solamente de su nivel de generación y no del nivel de generación de las demás unidades.

En cada estado de operación del mercado, cada hora para cada nodo N de la red, el Comité deber calcular un factor que refleje las perdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de la demanda de energía en cada nodo N . Los Factores de Perdida de energía y de potencia.

Es así que el *Factor de Perdida de Energía* se calcula mediante el modelo de despacho para cada hora y mide la relación entre el precio de la energía en el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal. El Factor de Perdida de energía en un nodo, mide las perdidas marginales y expresando como cociente entre el incremento de la generación Δe_{G-0} en el nodo de aplicación del Precio Básico de Energía (nodo marginal o de referencia), y el incremento de demanda de energía Δe_{D-N} en el nodo N , manteniendo constante las condiciones de carga y generación en los demás nodos del sistema. Se tiene la ecuación:

$$FPe_N = \frac{\Delta e_{G-0}}{\Delta e_{D-N}} \approx \frac{DP_{refh}}{DP_{Nh}} \quad (5)$$

Donde:

DP_{refh} es la variación incremental de potencia requerida en el nodo de referencia

DP_{Nh} es la variación unitaria de la demanda horaria

El factor de pérdida de energía se calcula solamente para periodos de una hora y aunque su valor no sea constante en este intervalo de tiempo, la magnitud que se le asigne es

calculado durante toda la hora y puede considerársele como constante en la hora específica y más aun tomamos en cuenta que el periodo de una hora es relativamente corto.

De esta manera podemos decir que la ecuación (5) puede expresarse de la siguiente manera:

$$FPe_N = \frac{e_{G-0}}{e_{D-N}} \quad \text{O su equivalencia} \quad e_{D-N} = \frac{e_{G-0}}{FPe_N} \quad (6)$$

Esta Ecuación (6) puede darnos varias pautas de funcionamiento que cada nodo de la red tiene asociado en cada estado de operación del SIN.

La energía adicional generada en el nodo marginal e_{G-0} para cubrir cualquier incremento de demanda en un nodo n , sea cual sea la proporción, puede ser considerada como la demanda del nodo n referido al nodo de referencia e_{D-N-0} por que la demanda y la oferta de electricidad en un sistema eléctrico estable, deben ser iguales en todo tiempo y lugar, o sea:

$$e_{G-0} = e_{D-N-0}$$

Así podemos obtener una ecuación que nos permita obtener una demanda de energía en función del nodo de referencia "0"

$$e_{D-N} = \left(\frac{1}{FPe_N} \right) \cdot e_{D-N-0} \quad (7)$$

En el anexo 3 (Flujo Optimo), se presenta los cálculos de los Factores de Perdidas con mayor detalle. Mediante programas de flujos de carga se calculan los factores de nodo para todas las barras considerando la topología del STI y condiciones de operación realizada tales como las inyecciones y retiros. Vale decir que con las potencias medias inyectadas y retiradas informadas en el post- despacho²²

²² El objetivo del Post-Despacho es procesar los resultados del despacho de carga realizado y elaborar las transacciones de energía u potencia con su respectiva valoración, para todos los Agentes del Mercado que actúan en le MEM conectados al SIN.

Para este efecto y si nos referimos a los Post- Despachos, el día se divide en tres bloques denominados Bajo, Medio y Alto. A partir de lo mencionado, los Factores de Nodo se aplican en los siguientes periodos.

	Bloque Bajo	Bloque Medio	Bloque Alto
Hora para la que se calculan los	6:00 a 7:00	11:00 a 12:00	20:00 a 21:00
Horas del día comprendidas en el Bloque	1:00 a 7:00	8:00 a 18:00	19:00 a 23:00
		23:00 a 24:00	
Aplicación en las transacciones Económicas (formato de 15 minutos)	0:15 a 7:00	7:15 a 18:00 23:15 a 24:00	18:15 a 23:00

Fuente: Norma Operativa del CNDC

Para cada bloque y tomando como barra marginal la unidad que mas horas marginales en el día, se calculan los factores de nodo que representa a la misma; esta hora será en la que mas se aproxime la potencia de la hora a la potencia media del bloque. Los factores resultantes se aplican a todas las horas comprendidas en el bloque a partir de la unidad marginal correspondiente a esa hora.

1.4.3 Demanda individual Horaria de un Distribuidor

La Demanda total de energía en cualquier Mercado eléctrico del Mundo es muy compleja, pero nuestro mercado eléctrico la cual se caracteriza por ser un Mercado pequeño, comparado con otros países, la demanda total se la obtiene sumando las demandas individuales están dispersas y esto hace que no sea una tarea sencilla.

Para obtener la Demanda Total y el Ingreso Marginal de un Consumidor Regulado, nos referimos a su área de concesión la cual agrupa a los Consumidores de la siguiente manera:

Pequeñas Demandas (PD): Residencial (PDR), General (PDR), Alumbrado público (PDAP) y Otros (consumidores fuera de la punta) (PDO)

Medianas Demandas (MD): Suministro en media tensión (MDMT), Suministro en baja tensión (MDBT) y Suministros otros (fuera de punta en media y baja tensión) (MDO)

Grandes Demandas (GD): Suministro en alta tensión (GDAT), Suministro en media Tensión (GDMT) y Suministro en baja tensión (GDBT)

A partir de lo anterior podemos decir que el Mercado de distribución se subdivide en Mercado de pequeñas demandas, medianas demanda y grandes demandas, en el cual la energía para cada uno será de la siguiente manera:

$$e_{BT} = e_{PD} = e_{PDR} + e_{PDG} + e_{PDAP} + e_{PDO}$$

$$e_{MT} = e_{MD} = e_{MDMT} + e_{MDBT} + e_{MDO}$$

$$e_{AT} = e_{GD} = e_{GDAT} + e_{GDMT} + e_{GDBT}$$

En las anteriores ecuaciones podemos observar que cada uno de ellos esta en función directa del otro, vale decir que la $e_{AT} = f(e_{MT}, e_{BT})$ representa a las demás energía.

Debido a que un Consumidor Regulado solo puede negociar con un agente generador máximo a su área (aproximadamente al 80% y el resto en el Mercado Spot), el mercado se presenta como un monopolio en donde la curva de demanda del Consumidor Regulado es la propia curva de demanda del mercado. Así, el precio de la energía puede calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$P(e) = P_0 - m * e_{AT} \quad (8)$$

Donde:

P_0 Precio para el cual la demanda local del distribuidor se hace nulo

m Pendiente de la demanda local del distribuir

Con el valor de la demanda total calculado por la ecuación (8), se puede determinar el ingreso total (IT_G) y el ingreso marginal de la energía (IM_G):

$$IT_{GD} = P(e_{GD}) * e_{AT}$$

$$IT_{GD} = [P_0 - m * e_{AT}] * e_{AT} = P_0 * e_{AT} - m * e_{AT}^2 \quad (9)$$

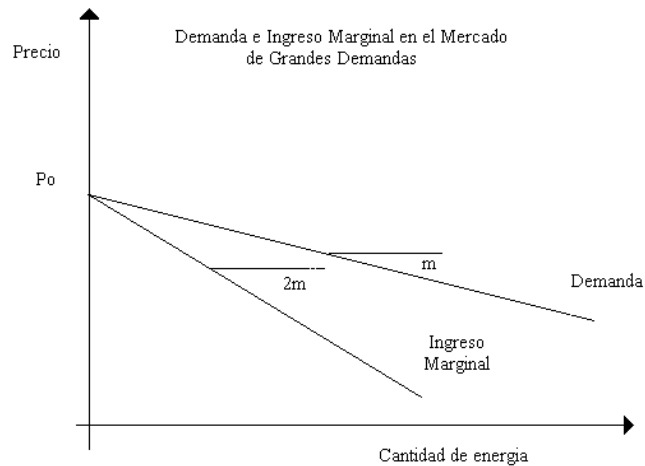
Donde. IT Ingreso Total del Consumidor Regulado en el mercado de grandes demandas.

De la misma manera el Ingreso Marginal se obtiene de la siguiente manera:

$$IM_{GD} = \frac{\partial IT_{GD}}{\partial e_{AT}}$$

$$IM_{GD} = \frac{\partial \{P_0 * e_{AT} - m * e_{AT}^2\}}{\partial e_{AT}} = P_0 * -2 * m * e_{AT} \quad (10)$$

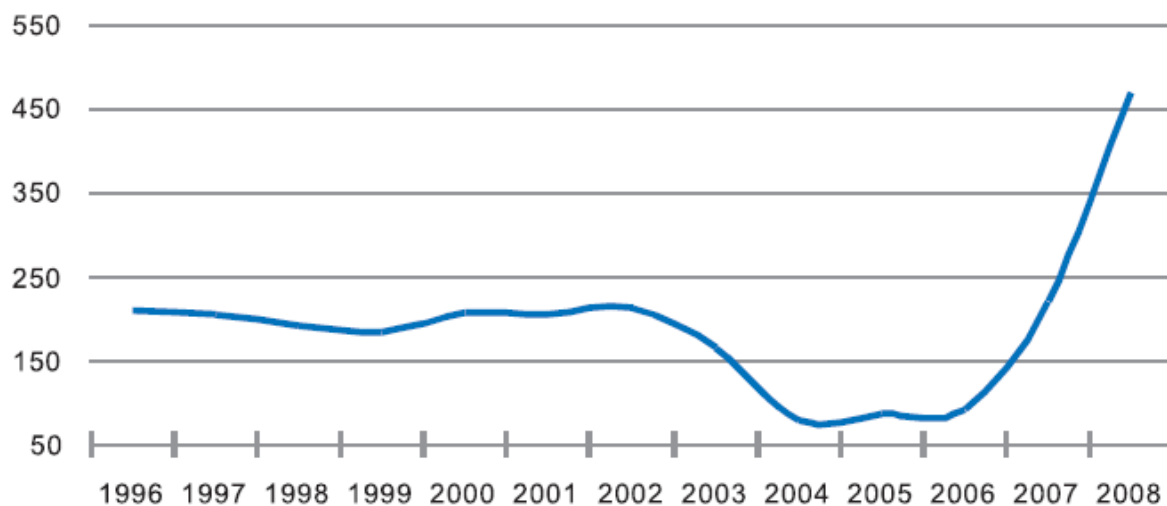
Por medio de estas ecuaciones obtenemos el siguiente Fig.: 3



Mediante este Fig.:3 con algunos complementos como la oferta de la unidad Generadora, podremos hacer análisis de la factibilidad o no de los contratos en el mercado eléctrico mayorista y además nos permitirá determinar el precio de referencia del Mercado Spot.

Si hacemos que las demandas individuales estén referidas al nodo marginal, debemos tener en cuenta otros aspectos que complican el cálculo de la demanda total, que se refiere a las pérdidas de energía al por mayor que se presenta en las líneas de transmisión del STI.

En cuanto a los otros consumidores como los son Consumidores No Regulados, debemos tenerlos en cuenta debido a que su demanda es considerable a toda la demanda total en el SIN, como se muestra en el grafico:

Gráfico N° 6**Demanda De Consumidores No Regulados En El SIN (GWh)**

Fuente: Memorias del CNDC 2008. Pág.:

En la grafica N°6 podemos apreciar que la demanda de energía de los Consumidores No Regulados para el año 2004 disminuye debido a que la empresa minera INTI RAYMI cierra sus operaciones, así mismo, la fábrica de cemento COBOCE (a partir del mes de noviembre del 2003) se incorpora al MEM como consumidor No regulado.

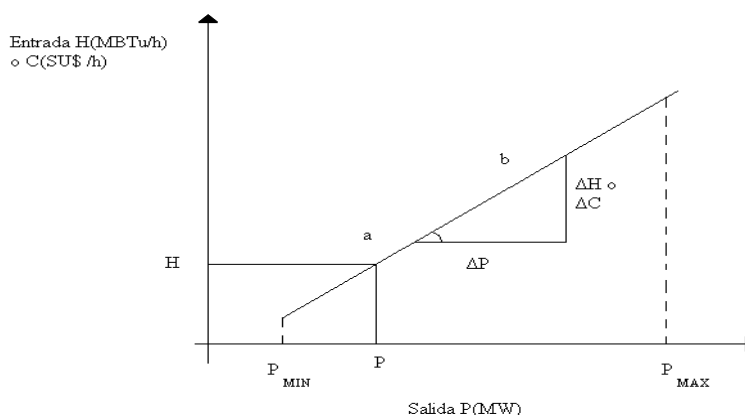
Sección II: Por lado de la Oferta Identificación de componentes determinantes determinas en los precios spot.

Para realizar el cálculo del precios horario de energía o precio Spot; se hará en el análisis de los costos Variables de Generación y de esta manera determinar los costos que implica en dicho calculo como son: los Costos de combustibles las cuales están en función del precio del combustible, del poder calorífico y del heat rate²³, costos no combustibles que se refieren prácticamente a los costos de operación y mantenimiento, los consumos propios y la perdidas en los bornes del generador y el punto de medición comercial.

2.1 Oferta de una unidad térmica

Debido a que el nodo de referencia generalmente se ubica en Guaracachi, debemos tener en cuenta de las unidades Térmicas es por lo cual que la metodología descrita en la Ley de Electricidad por medio de las curvas de rendimiento (BTU/kWh) de las unidades térmicas, se pude calcular las curvas de costos. Fundamentalmente para el problema de operación económica que es tomado en cuenta a partir de las características de entrada-salida en un Generador Térmico, así se obtiene una curva de entrada y salida de una unidad térmica en forma idealización con la finalidad de que la entrada de la unidad muestre el orden de participación de cada una de las unidades de acuerdo al requerimiento de energía {millones de Btu por hora (MBtu/h)} o en términos de Costo Total por hora (US\$ por hora). La salida es normalmente una línea recta, como se muestra en la Fig.4:

Fig.: 4



²³ Heat Rate en unidades de calor para rendimientos a 50, 75 y 100% de su capacidad efectiva, considerando un rango de temperatura características del sitio en que esta ubicada.

Una vez determinada la recta anterior, el consumo propio específico de referencia de una Unidad Generadora, depende del nivel de carga de la capacidad efectiva y de la temperatura.

Para cada unidad generadora térmica, los Generadores deben informar para cada nivel de temperatura, la *capacidad Efectiva*²⁴ y el *consumo específico* para niveles de carga iguales al 50, 75 y 100 % de la capacidad efectiva

El valor que corresponde al *Costo de la Unidad* se calculara con la siguiente ecuación:

$$C_{UNIDAD} = [C'g * R_T * (1 + CP \& T) + CO * M] * P_{BORNES(50,75o100\%)} \quad [US\$/h] \quad (11)$$

Donde:

$C'g$: Es el Costo del Combustible (costo de referencia del Gas) [US\$/MMBTU]

R : Es el rendimiento térmico a temperatura media [BTU/kWh]

$CP \& T$: Porcentaje que representa al Consumo propio y Pérdidas en Transformación [%]

$CP \& T_t = P_{Efectiva} * CP \& T \text{ (%) [MW]}$

La potencia efectiva $P_{Efectiva}$ se refiere a la Potencia en bornes al 100%

$CO \& M$: Representa a los costos que surgen por operación y; Mantenimiento [US\$/MWh]

$P_{BORNES(50,75 \text{ o } 100 \%)}$: representa a la Potencia en Bornes con disposición al 50, 75 o 100 % de la potencia Disponible [MW]

Por medio de esta ecuación (11) obtenemos el costo de la unidad para rendimientos térmicos del 50, 75 y 100 % y por medio del costo de la unidad en función de la potencia obtenemos el siguiente Fig.:5

²⁴ Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que esta instalación

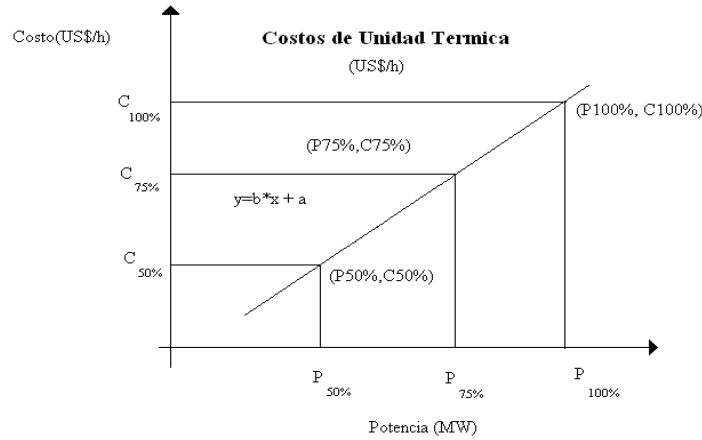


Fig.:5

Por medio de una justificación lineal se obtiene una ecuación cuyos coeficientes a y b nos permite obtener el *Costo promedio de referencia* C_p [US\$/MWh] de una Unidad Generadora la cual es expresada por medio de la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{a + b * P_{dis}}{P_{dis}} \quad [US\$ /MWh] \quad (12)$$

Donde:

a, b : Son valores constantes de la curva lineal de costo, definidos teniendo en cuenta la temperatura y distintos estados de carga de la capacidad efectiva

P_{dis} : Es la potencia disponible en bornes al 100 % (81% es la potencia disponible con el 19% de reserva para bloque bajo (semibase), 86% es la potencia disponible con 14% de reserva para el bloque medio (base) y 91% es la potencia disponible con 9% de reserva para el bloque alto (punta)).

Para obtener el **Factor de Consumo** FC, se tiene la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{C_p}{C'_g}$$

Donde:

C_p [US\$/MWh] Es el Costo de la Unidad Térmica

C'_g [US\$/MWh] Es el Costo de Referencia del gas

Los **Costos de Operación y Mantenimiento** (CO & M) se expresa los siguientes valores iniciales de acuerdo al ROME.

$$T_{G \text{ BASE}} = 1.08 \text{ US\$/MWh}$$

$$T_{G \text{ SEMI}} = 1.51 \text{ US\$/MWh}$$

$$T_{G \text{ PUNTA}} = 2.24 \text{ US\$/MWh}$$

$$T_{D \text{ DUAL}} = 3.18 \text{ US\$/MWh}$$

Y de acuerdo a la Norma Operativa N°22²⁵, la Indexación de los valores máximos de **Costo de Operación y Mantenimiento de Referencia**, es el siguiente:

$$CO \& M = \left[a * \frac{PD}{PD_0} + b * \frac{IPC}{IPC_0} \right] * CO \& M_0$$

Donde:

PD: es el precio del dólar

IPC: es el Índice de Precios al Consumidor

CO: & M₀ es el costo de operación y Mantenimiento base

a : Es la proporción de componentes en moneda extranjera en el CO & M y $b = 1 - a$

2.1.1 Costo de Generación de Unidades térmicas

A partir de las Programaciones efectuadas por el Comité, que son las programaciones de mediano plazo, estacional y diario de acuerdo a la capacidad dada de generación hidroeléctrica que oferta su producción en el MEM, siempre resulta necesario el despacho de generación térmica (el ROME se especifica que en una programación diaria, el despacho de las Unidades Generadoras que conforman el Parque de Generador disponible, se realiza de acuerdo a la oferta hidráulica no regulada (hidráulica pasada) con su valor de agua a

²⁵ Indexación de valores máximos de los costos de Operación y Mantenimiento de Referencia

cero, la oferta hidráulica regulada (Hidráulica de embalse) con su valor de agua y la oferta térmica la cual está en función de la temperatura, reserva rotante, etc.) para cubrir la demanda. Es por ello que en general una maquina térmica es la que resulta marginado como es la de Guaracachi.

Al realizar un análisis de las *Unidades Generadoras Térmicas*, estas tienen la obligación de informar al Comité lo siguiente:

- *Costos Variables Combustibles*, se determinan en base al costo del combustible y al consumo específico²⁶ medidos en bornes del generador
- *Costos Variables No Combustibles*, se refiere a los costos de operación y mantenimiento. Cabe destacar que estos costos son menores e iguales a los límites establecidos por los entes encargados al tema.
- *Consumos propios y pérdidas entre los bornes del generador y el punto de medición comercial*. Para tomar en cuenta a estos se incrementa los Costos Combustibles y No Combustible en porcentajes (estos valores son menores o iguales al 1 % según los establece las Normas Operativas aprobadas por el CNDC y la Superintendencia de Electricidad) las cuales son informados por los Agentes del Mercado.

De hecho el Agente generador debe informar el Comité lo mencionado anteriormente la capacidad efectiva en bornes, el consumo específico de combustible bruto, incluyendo el poder calorífico del combustibles en condiciones ISO para distintos niveles de carga, que resulta de la Unidad Generadora dada su ubicación sobre el nivel del mar, denominado consumo medio de combustible de la Unidad Generadora y variación que resulte en su potencia máxima generable y su consumo específico de combustible bruto para distintos rangos de temperatura.

Otros aspectos a tomar en cuenta son: los ***Costos medios de producción*** la cual está en función del Precio de referencia del combustible, el consumo específico, consumos propios y pérdidas de transformación. Los Costos de operación y Mantenimiento las cuales están en

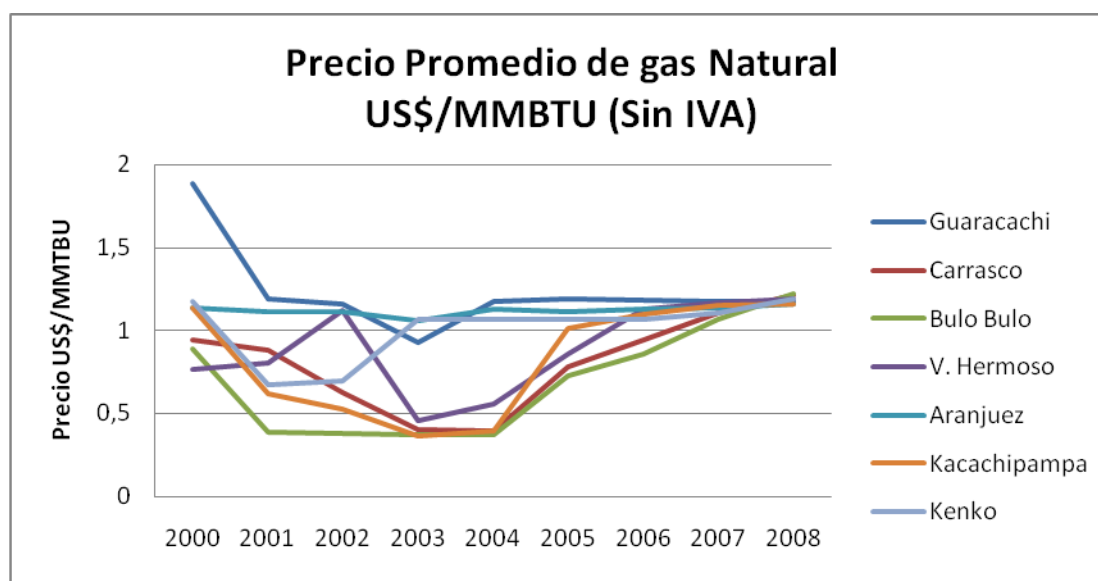
²⁶ Consumo Especifico depende del nivel de carga y la temperatura es así que para cada unidad generadora térmica los Generadores deben informar para cada temperatura la capacidad efectiva y el consumo específico para niveles de cargas iguales al 50, 75 y 100%de la capacidad efectiva

función directa de ser aprobadas por un ente regulador como la superintendencia de Electricidad.

Dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, los precios del gas natural, poder calorífico de combustible, consumos propios y otros, se presenta a continuación.

Los Precios de Gas Natural en US\$/MM BTU sin IVA son los siguientes²⁷

Grafico N° 7



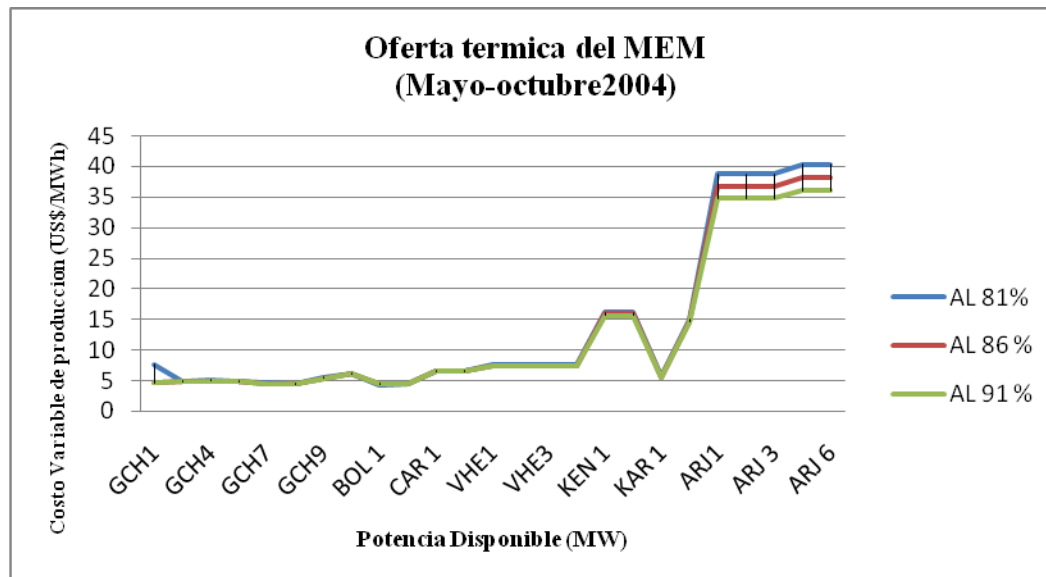
Fuente: Elaboración Propia

Los costos de generación térmica se calculan basándose en los rendimientos de informes que presentan los agentes, como son: la temperatura medio anual, precios de gas y demás factores que conforman el costo de generación (se presenta en el apéndice 4 la tabla 1)

En el siguiente grafico se muestra la oferta térmicas (costo de generación VS Potencia disponible) de acuerdo a los datos de la tabla anterior, conformado con los valores al 81%, 86% y 91% de los costos de Unidades Térmicas para temperaturas medio anual de cada central, las cuales corresponden al periodo estacional Mayo 2004-Octubre 2004:

²⁷ Fuente: unidad Operativa del CNDC

Grafico N° 8



Fuente: Elaboración Propia

Como se observa en el grafico N°8 de la oferta Térmica, casi la totalidad de la generación térmica se caracteriza por costos de generación inferiores.

2.1.2 Oferta Horaria de Unidades Térmicas Referidas al Nodo Marginal

Dado que en el *MEM Boliviano*, el *Precio Spot de la energía* se determina en base al Costo Variable de generación de la unidad térmica más cara que es despachada, para cubrir un incremento de la demanda, los precios resultantes corresponde a los Costos Marginales de generación de las maquinas en servicio.

A partir de las ecuaciones ya planteadas se puede calcular la oferta de generación de una unidad término respecto al nodo marginal. Con la ecuación (7) ($e_{D-N} = (1/FPe_N) * e_{D-N-0}$), nos permite obtener una demanda de energía en función del nodo de referencia "0", pero en este caso, lo que se requiere es de que las ofertas de cada unidad térmica este referida al nodo marginal mediante los respectivos factores de perdidas y a partir de este medio de una suma obtener la oferta total de los generadores y así obtener la oferta del MEM. A partir de un incremento en la Generación de energía en cualquier nodo (denominamos como Δe_{G-N}) puede considerarse como un decremento de la energía demandada con la misma magnitud en el mismo nodo $\Delta e_{G-N} = -\Delta e_{D-N}$

En este caso el incremento de generación en el nodo marginal es negativo debido a que las condiciones de carga y generación en los demás nodos permanecen constantes, por lo que:

$$\Delta e_{G-0} = -\Delta e_{D-0}$$

De esta manera obtenemos la siguiente ecuación:

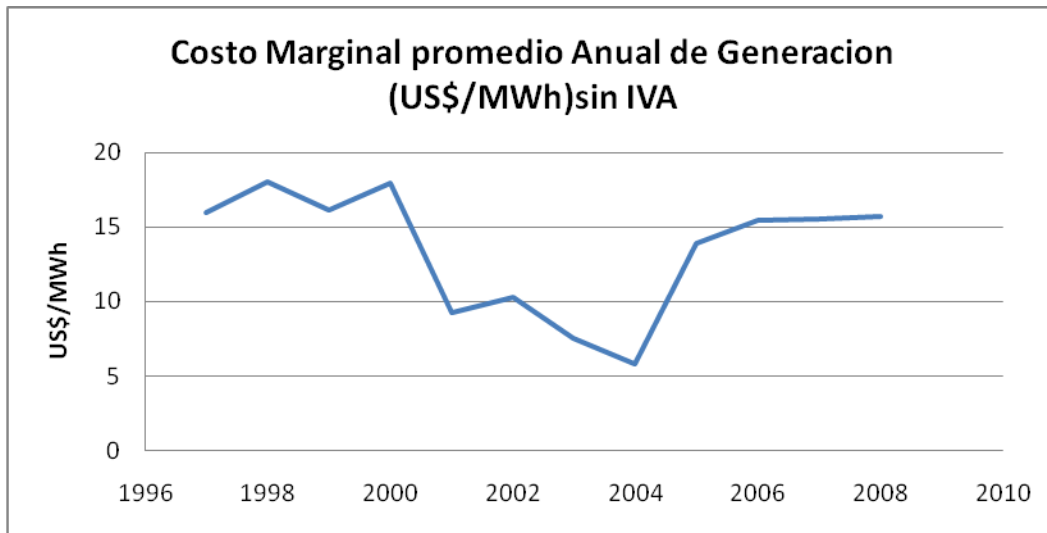
$$e_{D-N} = (1/FPe_N) * e_{D-N-0} \quad (13)$$

Con el costo Variable por Unidad planteado en la ecuación (2), nos permite obtener la siguiente ecuación: $CV \min_{UG} = e_{D-N} * P_{ref}$ o bien

$$CV \min_{UG} = \frac{e_{G-N-0}}{FPe_N} * P_{ref} \quad (14)$$

Los Costos Marginales de generación promedio anual resultantes de la operación real entre los años 1998 y 2008 por la Unidad operativa del CNDC, fueron los siguientes:

Grafico N° 9



Fuente. Elaboración Propia

Es así, que la capacidad de generación en las diferentes centrales que ofertaron al MEM hasta fines del año 2004 fue de 1035.6 MW de las cuales 446.2 MW corresponden a las centrales hidroeléctricas y 589.4 MW a las plantas termoeléctricas y que además, en la oferta de capacidad de Generación para el año 2002 se incluye a las plantas Chojlla y

Yanacachi (ambas son centrales hidroeléctricas) con capacidades de 37.8 y 51.8MW respectivamente. Cabe destacar que estos inician sus operaciones en el mes de Junio 2002 y se conectan al STI en la subestación de Kenko²⁸

Así mismo, cabe destacar que el parque hidroeléctrico consiste en sistemas de aprovechamiento en cascada con centrales esencialmente de pasada como son los casos de Zongo, Taquesi y Yura (en periodos secos disminuye en aproximadamente 50% de la producción del periodo lluvioso). Por otra parte se tienen las centrales con embalse como son los casos de Corani y Miguillas, mientras que una de las centrales como es Kanata, su operación depende del abastecimiento de agua potable. Las centrales hidroeléctricas se localizan principalmente en las zonas de La Paz y Cochabamba y las centrales termoeléctricas se concentran principalmente entre Cochabamba y Santa Cruz, cercanas a las aéreas productoras del gas.

Para las centrales térmicas, los cuales por su característica, presentan curvas que muestran en rendimientos en cuanto a consumo de combustible respecto de la potencia efectiva generable, que directamente tiene que ver con la temperatura, el poder calorífico del combustible que consume y de la proporción que generan respecto del máximo generable. En la Tabla 1 se muestra el rendimiento de la central Guaracachi N°2:

Temp. °C	BTU/KWh			P max
	50% Pmax	75% Pmax	100% Pmax	
5	15.711	13.119	12.086	23.30
6	15.743	13.146	12.111	23.13
10	15.873	13.255	12.111	22.46
15	16.032	13.387	12.211	21.63
20	16.193	13.522	12.333	20.80
25	16.372	13.671	12.457	19.96
30	16.585	13.849	12.595	19.13
35	16.840	14.062	12.758	18.30
38	17.011	14.205	12.955	19.7
40	17.129	14.303	13.086	17.46
25	16.372	13.671	12.595	19.96

²⁸ Datos de la Unidad Operativa del CNDC

De acuerdo a la figura y la temperatura de la hora en cuestión, especialmente entre la temperatura a $20^{\circ}\text{C} \leq t_{\text{ambiente}} \leq 35^{\circ}\text{C}$ para la planta Guaracachi 2, podemos apreciar que la variación de Potencia no es muy grande ($\Delta P=1.67$ MW). De esta manera se puede hallar para cada una de las centrales, una ecuación que relacione el consumo específico o rendimiento de combustibles en función a la Potencia de generación y luego de la energía generada a esa hora.

A la potencia máxima generable por una unidad generadora, a una específica, se le resta un porcentaje que corresponde a la reserva rotante del sistema, que es igual 9% en el bloque alto, 14% en el bloque medio y 19% en el bloque bajo. Además debe restarse un porcentaje igual a la Tasa de Indisponibilidad Forzada TIF²⁹, informa por cada uno de los generadores.

Debemos tomar en cuenta que al finalizar cada mes el Comité calcula la indisponibilidad forzada³⁰ medida en cada Unidad Generadora térmica. Así la potencia disponible en los diferentes bloques, multiplicados por las horas de periodo de análisis, es la energía cada Unidad oferta en el MEM. Además, en base al porcentaje de descuento por indisponibilidad forzada, se calcula el monto total correspondiente a estos descuentos. A este modo se agrega los descuentos por indisponibilidad programada.

La curva de oferta (en bloque) es solamente la sucesión ascendente de los costos variables de cada Unidad Generadora, correspondiente a la energía ofertada (potencia disponible) en la hora, todas las unidades generadas térmicas. Estos costos se calculan según la ecuación (1) en función del consumo específico de la unidad, el precio referencial del gas, los costos variables de operación y mantenimiento y el costo que origina el consumo propio y las pérdidas de energía.

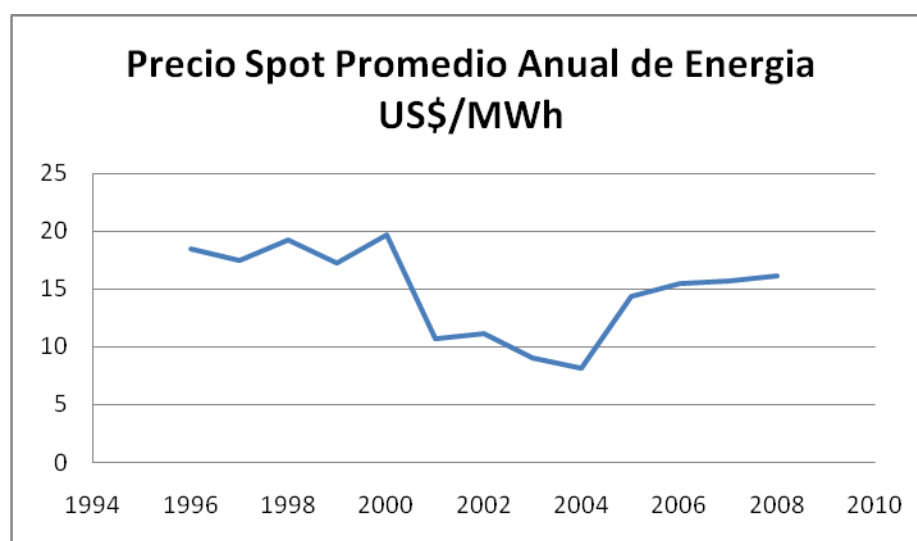
Uno de los aspectos importantes notorios en los cálculos obtenidos por la Unidad operativa del CNDC, fue la disminución considerable que se presentó en los Costos Marginales de

²⁹ TIF es la medida real para el caso ex post, o la probabilidad para el caso ex ante, de tener la unidad en condición de desconexión forzada y/o en conexión de operación con capacidad limitada

³⁰ Indisponibilidad Forzada es aquella condición de una unidad generadora que le impide generar total o parcialmente y/o en entregar su producción en el nodo del STI

Generación y en Nodos. En la grafico 10 se aprecia un descenso de los Precios Spot tanto en Generación como en Nodo esto se debe a que hasta diciembre del año 2000 se considero un precio del gas constante e igual a 2.18 US\$/MPC para las unidades de la central Guaracachi y todas las demás centrales térmicas. El precio tope del gas se mantiene en 1.30 US\$/MPC que rige desde 1 de enero del 2001(ver grafico 8)y además con la disminución de la demanda de energía eléctrica (un incremento del 1.1 % respecto al año 200)el precio Spot disminuye considerablemente pero para los años posteriores (2002 y2003) la demanda de energía crece en un 4.8% y 2% con respecto a los años 2001.

Grafica N° 10

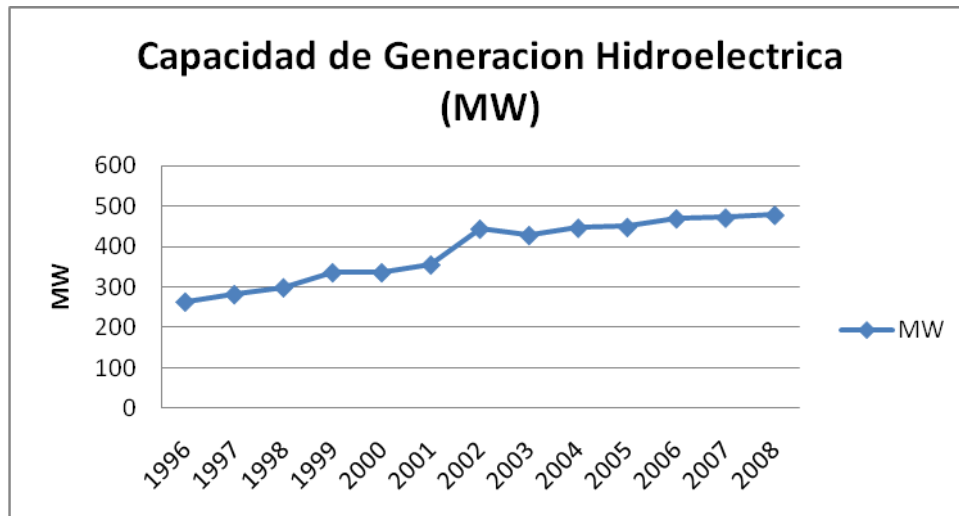


Fuente: Elaboración propia

2.2 Oferta de Unidad Hidroeléctricas

La oferta de las centrales hidroeléctricas con sus respectivas capacidades efectivas y producción bruta de energía en el SIN desde el año 1998 al 2008, están conformados por las siguientes empresas generadoras:

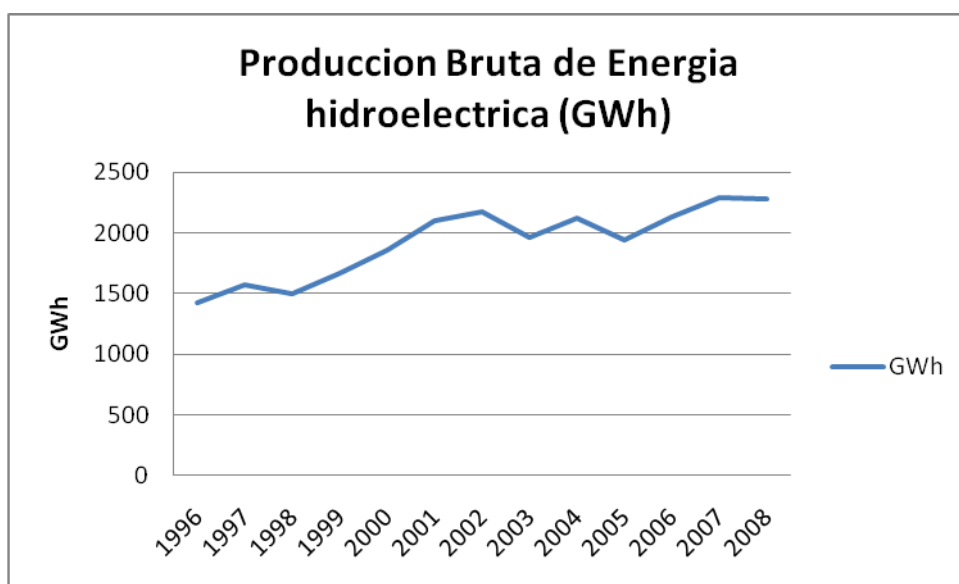
Grafica N°11



Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la participación de energía y capacidad efectiva total para los años anteriores (1998 al 2008) en el SIN, fue de la siguiente forma:

Grafica N°12



Fuente: elaboración propia

En cuanto a esta gestión los resultados de Inyección de energía y la composición del parque generador que operaron en el SIN, fue de la siguiente forma Tabla 2:

La energía entregada por los Generadores en los nodos de conexión al Sistema Troncal de Interconexión, en el año 2008 fue de 5,238.5 GWh, es decir, 10% más que en el año 2007 como también se aprecia en la tabla 2

Tabla 2

Inyecciones De Energía Al Sistema Troncal De Interconexión (Gwh)

Centrales	Gestión		Variación
	2008	2007	%
Hidroeléctrica			
Sistema de Zongo	865,6	941,8	-8,1
Sistema Corani	860,3	782,6	9,9
Sistema taquesi	298,1	327,2	-8,9
Sistema miguillas	98,2	92,2	6,5
Sistema Yura	68,2	61,7	10,6
Kanata	19,8	16,7	19
Quehata	3,3	0,9	267,5
Subtotal	2213,5	2223,1	-0,4
Termoeléctrica			
Guaracachi	1267,5	1008,7	25,7
Carrasco	647,7	625,2	3,6
Bulo Bulo	614,1	423,4	45
Valle hermoso	177,2	178,9	-0,9
Aranjuez	169,9	156,8	8,4
Kenko	32,5	64,9	-49,9
Karachipampa	77,7	69	12,5
Guabira	38,4	14	173,7
Subtotal	3025	2540,9	19,1
Total	5238,5	4764	10

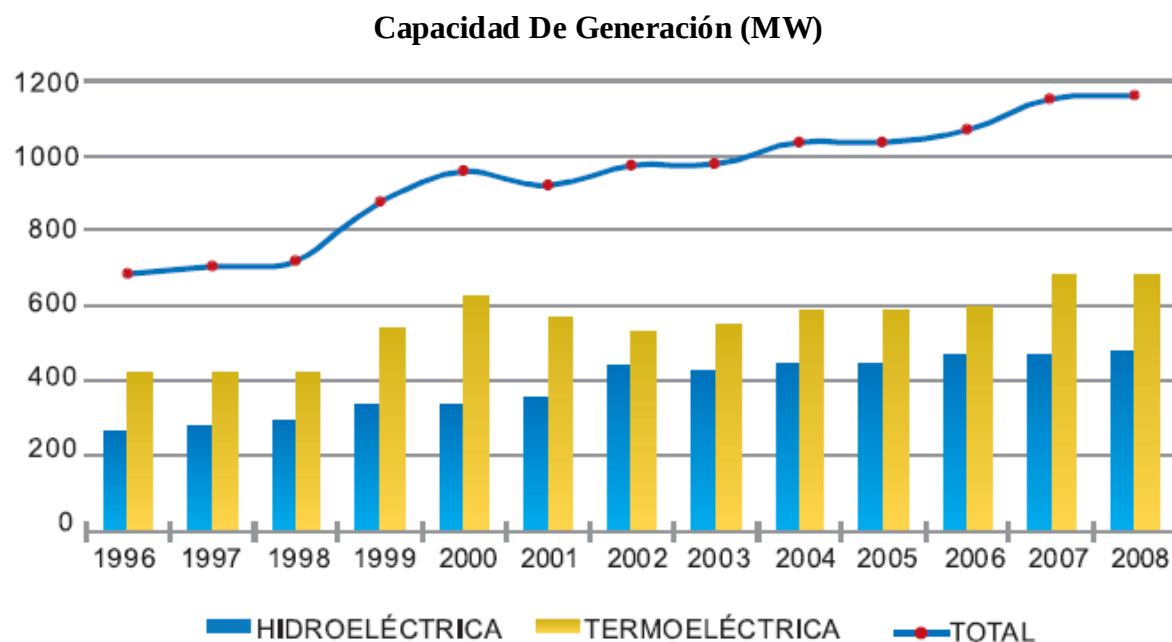
Fuente: Memorias del CNDC 2008. Pág.:55

Así mismo, la composición porcentual de las centrales hidráulicas y térmicas que participaron en la inyección de energía al SIN desde el año 1998 al 2008 fue de la siguiente forma en Gráfico N° 13.

En cuanto a esta capacidad de generación, aproximadamente el 25.8% del conjunto de las centrales hidroeléctricas son centrales pasadas y el de embalse 15.4% (gestión 2008). En función a esta participación y de acuerdo al ROME, el despacho de las Unidades Generadoras que conforman el parque Generador Disponible, se efectúa considerando la

oferta hidráulica no regulada (de pasada) con un valor de agua a cero, la energía regulada (de embalse) con su valor de agua y posteriormente la oferta térmica, con la finalidad de optimizar los recursos involucrados para la generación eléctrica.

Gráfico N° 13



Fuente: memorias del CND. Pág.:

Conocidas las ofertas de Unidades Hidroeléctricas, hacemos el siguiente análisis: una Unidad Hidroeléctrica tiene características de curvas de entrada-salida similares a las unidades termoeléctricas (la entrada esta en términos de volumen de agua por unidad de tiempo (metros cúbicos por hora) y la salida en términos de potencia eléctrica (MW)).

Para que una unidad Generadora entre en servicio debe cumplir ciertos requisitos e informar al Comité lo siguientes datos: de embalse, normas de operación y requerimiento aguas abajo, precipitación en la cuenca, evaporación y serie de afluentes históricos de los ríos.

La característica más evidente de un sistema con generación hidroeléctrica es poder utilizar la energía de forma gratis, pero esta, esta almacenada en los embalses para atender a la demanda, evitando así gastos de combustibles con las unidades termoeléctricas.

Debido a que en el MEM, el precio Spot de la energía se determina en base al costo variable de generación de la unidad térmica más cara que es despachada para cubrir un

incremento de la demanda, las centrales hidroeléctricas no actúan como generadores marginales pero si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía es el valor dado por la Unidad Generadora Térmica más barata disponible. No obstante la disponibilidad de energía hidroeléctrica esta limitado por la capacidad de almacenamiento en los embalses, la cual introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro.

2.2.1 Operación de Sistema Hidroeléctrica

Uno de los atributos más importantes en un sistema con generación hidroeléctricas es poder utilizar la energía almacenada en los embalses para atender a la demanda, de esta manera se puede reducir gastos de combustibles en las unidades termoeléctricas. Pero la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitado por la capacidad de almacenamiento de los embalses como habíamos mencionado y que además, esto influye en la decisión operativa de hoy y de los costos operativos que surgen en el futuro; dicho de otra manera, el operador de un sistema hidrotermico debe minimizar la suma de los costos operativos inmediatos FCI (se debe comparar el beneficio inmediato del uso del agua con el beneficio futuro que resulta del almacenamiento de la misma), dado por los costos térmicos necesarios para suplir la generación hidráulica en una determinada etapa; mas el costo esperado futuro FCF.

Lo dicho anteriormente justificamos con el siguiente fig.: 5 en donde se muestra el programa de despacho óptimo de los tres bloques³¹.

Matemáticamente el despacho hidrotermico para toda etapa t se plante la siguiente ecuación:

$$z_T = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j * g_{ij} + FCF$$

En esta ecuación ³², cabe destacar que presentan valores indirectos las cuales están asociados al combustible de las térmicas (estos presentan valores directos, quiere decir que el costo operativo depende de su propio nivel de generación y no de los demás

³¹ Fuente: Evolución y diagnostico del Mercado Eléctrico Mayorista

³² Modelo SDDP-Manual de Metodología del SDDP

generadores). Otro aspecto que debemos tener en cuenta es de que la ecuación anterior esta sujeta a ciertas restricciones operativas tales como:

- Balance hídrico
- Limites de almacenamiento y turbulencias
- Limites de generación térmica
- Suministro de la demanda

El cálculo de la *Función de Costo inmediato FCI*, se calcula directamente como el costo térmico necesario para complementar la generación hidro disponible en la etapa t . A su vez, la *Función de Costo Futuro FCF* se calcula en términos conceptuales a través de simulaciones operativas del sistema (requiere de procedimientos de simulación complejos como la Programación Dinámica Estocástica para diferentes niveles de almacenamiento inicial).

Debido a que este tema es muy grande es muy complejo y que su procedimiento requiere de datos precisos, se concluye con este punto de forma general teniendo en cuenta que el Costo Futuro disminuye en la medida que aumenta el volumen de almacenado final, por lo que habrá más energía hidro disponible en el futuro y así realizamos las derivadas de la FCI y de la FCF con respecto al almacenamiento de agua (derivada conocida como el valor del agua), podremos encontrar el de mínimo costo global

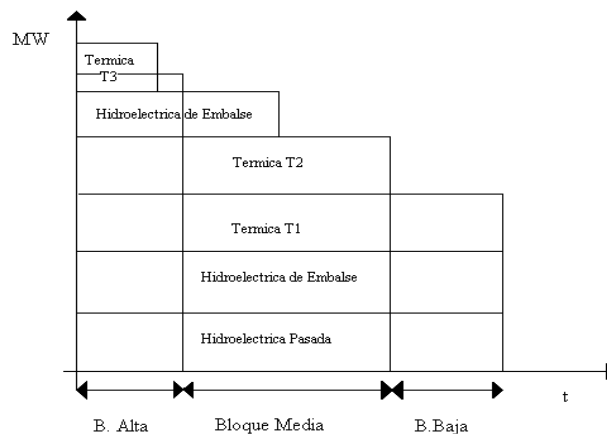


Figura: 5

Capítulo III

Análisis del Mercado de Contrato

Como ya habíamos definido que el mercado de Contrato se caracteriza por ser un mercado de transacciones de compra y venta de electricidad en cuanto a la duración y a libres precios entre los agentes del mercado realizando distintos tipos de operaciones-. En esta parte veremos lo que conviene al análisis del mercado de contratos y el porque no realizan contratos dentro este mercado.

Sección I: mercado de Contrato y clase de contratos que existen en ella

1. Mercado de Contratos

Para tener una idea clara de lo que es el Mercado de Contratos, primero debemos tener en cuenta que el mercado eléctrico mayorista si bien no presenta gran cantidad de Agentes, el número de vendedores y compradores que presenta no es desproporcionado como sucede en un oligopolio³³.

El Mercado de Contrato se caracteriza por ser un tipo de modelo de “*Contrato Bilateral de Largo Plazo*”.

1.1. Contrato Bilateral de Largo Plazo

Para entender a lo que se refiere los Contratos Bilaterales nos basamos en el siguiente concepto; los contratos bilaterales son contratos de suministro de energía eléctrica entre un agente Consumidor y un agente Generado, por el que el vendedor (Generador) se compromete a proporcionar al comprador (Distribuidor) una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

De esta manera de forma general; un contrato bilateral de largo Plazo entre un Generador y un Distribuidor de energía eléctrica, es un instrumento legal donde el primero se compromete a entregar al segundo una determinada cantidad de energía, a un precio

³³ Estructura de mercado que se caracteriza por tener un número reducido de empresas cuyo comportamiento es interdependiente. Unos cuantos productores tienen cierto poder de monopolio

(generalmente entre 4 a 10 años, tiempo en el cual ambas partes recuperaran la inversión que requirió realizar dicho contrato).

Los contratos bilaterales de largo Plazo tanto físico como financiero, pueden ser aplicados en nuestro país.

1.1.1. Contratos Bilaterales Físicos

Los Contratos Bilaterales Físicos se caracterizan porque las cantidades de energía comprometidas por cada generador influyen en la operación del sistema, es decir, la energía contratada es realmente producida por el generador que firmo dicho contrato. De este modo solo la fracción de demanda que no es satisfecha por contratos se transfiere al Mercado Spot.

Desde otro punto de vista como es el Mercado Spot, se observaría una disminución de la energía transada la cual manifiesta en una disminución de la demanda ya que parte la demanda es satisfecha por los contratos y existiera una disminución de la oferta debido a que parte de la demanda estaría comprometida para satisfacer los contratos celebrados en el Mercado de Contratos entre los Agentes vendedores y compradores.

Se lo puede realizar de forma indirecta, lo cual quiere decir que no es necesario modificar su formulación matemática, solo deben ajustarse en los datos de entrada, realizados para incorporar un cierto nivel de contrato físico:

- *Reducción de la demanda;* en cada etapa se debe ajustar la demanda que implica en el Mercado Spot, ya que parte de la demanda original está cubierta por Contrato.
- *Reducción de la oferta térmica e hidráulica;* en cada etapa se deberá ajustar la oferta de las centrales térmicas e hidráulicas, específicamente en lo que se refiere a respetar límites máximos y mínimos de operación. Esto se debe a que parte de la capacidad de cada unidad se encuentre contratada y solo el remante puede ser ofrecido en el Mercado Spot.
- *Reducción de energía hidráulica disponible;* debe ajustarse también el agua total disponible, ya que parte de ella será utilizado por las centrales hidroeléctricas para cumplir con sus contratos.

1.1.2 Contratos Bilaterales Financieros

En este tipo de contrato, la totalidad de la energía puede ser transado en el Mercado Spot y los contratos no influye en la operación física del sistema sino que dan origen a un pago compensatorio adicional producto de la diferencia que se genera entre el precio del contrato y el precio spot del sistema. Este pago especial que recibe la empresa generadora esta dado por la siguiente expresión:

$$Pago = q_c * (p_c - p_{spot})$$

Donde q_c es la cantidad de energía y p_c es el precio definido en el contrato

En la ecuación anterior se puede observar que cuando el precio del contrato es superior al precio spot el generador recibe un ingreso adicional, en cambio cuando el precio del contrato es inferior al observado en el Mercado Spot, es el generador el que debe realizar el pago al comprador de energía

1.2 Clase de Contratos

De este modo el Mercado de Contratos en cuanto a los precios y volúmenes contratados se fijan libremente por las partes. Algunos de los tipos de contratos descritos por la Ley de electricidad son las siguientes:

- Contratos suscritos entre generadores
- Contratos de suministro con distribuidores
- Consumidores no regulados

1.2.1 Contratos de los Generadores

Establecen compromisos de suministrar de energía y potencia a Distribuidores, Consumidores No Regulados y a otros Generadores a cambio de una remuneración resultante de la aplicación de precios libremente acordados. Un generador podrá comprometer en contratos, la suma de las potencias Firme³⁴, de la contratada con otros generadores y de la adquiere en el mercado spot faltante.

³⁴ Potencia Firme se entiende como potencia firme propia de un Generador a la suma de las potencias firmes de sus Unidades Generadores.

1.2.2. Contratos de los Distribuidores

Los Distribuidores tienen obligación de contratar el suministro de al menos el 80% de los requerimientos de energía de sus clientes. En caso de no poder cumplir con esta obligación, el Distribuidor está habilitado a comprar el remante en el Mercado Spot.

Aquellas Distribuidores que, sean propietarios de instalaciones de Generación, incorporaran la Potencia Firme de sus instalaciones de Generación como parte del 80 % indicando. Si la generación del Distribuidor, supera la energía reconocida, el excedente podrá ser vendido en el Mercado Spot; si por el contrario, la generada por el Distribuidor, es inferior a la energía reconocida, deberá adquirir el déficit de energía en el Mercado Spot.

1.3. Contratos de los consumidores no regulados

De igual manera ocurre con los Consumidores No Regulados los cuales pueden realizar Contratos de abastecimiento con Generadores o Distribuidores libres de precio y cantidad de energía y potencia o simplemente comprar energía del *Mercado Spot*.

Así mismo debemos tener una idea clara de que un Consumidor No Regulado cumple los siguientes requisitos:

- Firma contrato de adhesión , que es prácticamente los derechos y obligaciones que deben cumplir
- boleta de garantía, que es una referencia a un respaldo ante incumplimientos de pago en el Mercado Spot.

Para un Consumidor No Regulado realizar un contrato le permite cubrir riesgo de costo del insumo eléctrico. Este beneficio resulta mayor cuando mas sea la volatilidad de los precios dentro del Mercado Spot, así mantenerse en un margen en la cual no tendrá problema alguno cuando esta exceda un nivel máximo de precio

La competencia por un Consumidor No Regulado obliga al Distribuidor a compras (y contratar) eficientemente para mantenerlo como cliente. En la actualidad en nuestro mercado es necesario incentivar la competencia ya que esta facilitaría el desarrollo dentro del mercado de Contratos y así de esta manera promover el desarrollo de Consumidores No Regulados.

Debido a los Consumidores No Regulados la competencia en el Mercado se incrementa dando libertad de elegir a la demanda ya que se diversifican cantidad y tipo de Compradores. Por lo tanto podemos decir que con el incremento del número de Consumidores No Regulados, aumentara el número de participantes en el Mercado de Contratos, con la característica especial de que son participantes interesados en cubrir su riesgo de comprar y con capacidad de negociación. Con los cambios que este tipo de Contratos pueda realizarse dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, será factible el desarrollo y una competencia clara dentro del Mercado de Contratos

Como resultado, el mercado de Contratos pasa a ser eficiente y refleja en cierto modo la evolución de la competencia en el Mercado y cambios en sus precios, es así que las empresas que operaron con Contratos compra y venta de energía

Al realizar este tipo de operaciones de compra y venta de energía ya sea en el mercado de Contratos o Spot, existe el riesgo de la variación del precio nodo y de igual manera ocurrirá con el Presión Horario de Energía (precio Spot), la cual demarca un límite de realizar el contrato con comprar o no del Mercado de Contrato o del mercado Spot la energía remanente a un precio elevado o por debajo del que se oferta en el Mercado Spot a una hora determinada que en el Mercado de Contratos

En el Mercado Spot se realizan transacciones de energía y potencia. La energía y la potencia comercializada se corresponden con los excedentes y faltantes de la energía contratada, que en este caso de los generadores no se puedan cubrir con energía propia generada y potencia firme. El precio de la energía es determinada hora a hora por el CNDC, en base a costo Marginal de producción de la hora respectiva. El precio de potencia tiene un valor regulado, determinado de forma tal de hacer rentable un proyecto de generación que cubra el crecimiento anual de la potencia demandada.

Las empresas que operaron con los Contratos de compra y venta de energía en el año 2008 fueron: COBEE con ELECTROPAZ y con ELFEO; los demás agentes del MEM operaron en el mercado Spot de energía.

Sección II: Identificación del por que no hacen contratos en el Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia

2.1.Los contratos de Distribuidoras y los precios de nodo

La existencias de Consumidores cautivos del Distribuidor, o sea, que no son libres para elegir de quien ya que precio comprar, establece un monopolio en la comercialización que requiere ser regulado. El Marco Legal y reglamentos en el MEM Boliviano establecen como regulación de dicho monopolio ³⁵ de la comercialización de la siguiente manera:

- El distribuidor esta obligado a contratar su demanda provista, o sea que no es libre de elegir cuanto contratar sino que esta regulado en una cantidad especifica obligada
- Los precios de la energía y la potencia a trasladar a las tarifas reguladas sean representativas de precios eficientes, así se reglamentan precios de referencia de los nodos de compra en el Mercado Spot
- Se debe estabilizar el precio de compra de energía y potencia, a través de los Precios de Nodo, para estabilizar las tarifas

En la actualidad existe una limitante para el establecimiento de contratos debido a que la Superintendencia de Electricidad solo permite transferir los precios de compra de energía y potencia hasta el nivel de los precios nodo lo cual constituye una limitante para realizar contratos entre agentes del mercado (entre el generador y distribuidor)

Debemos tener en cuenta que, en la puesta en marcha del Mercado y en tanto surgen condiciones de competencia las posibilidades de negociación del distribuido pueden estar limitadas la regulación establece condiciones en que Superintendencia autoriza a una Distribuidor a no cumplir la obligación de contratar y comprar en el mercado Spot. En este caso, como la Superintendencia de Electricidad compensa a los distribuidores la diferencia de precio (precio Spot y Precio de Nodo) , traspasando a los usuarios finales con una cantidad adicional denominado factor Z, de esta manera no se puede realizar contratos bajo

³⁵ Monopolio se define a una situación de mercado en que la oferta de un productor reduce a un solo vendedor. En vista de que la empresa monopolista abastece todo el mercado, la curva de demanda de los bienes o servicios que produce un monopolio es también la curva de demanda del mercado

esta modalidad mientras que la Superintendencia de Electricidad no modifique esta realidad.

En el caso de la energía si las metodologías de cálculo de los Precios de Nodo reflejan adecuadamente las condiciones probables en el Mercado, el promedio en el tiempo de los Precios de Nodo deben tender al promedio de los precio del Mercado Spot. Los nuevos modelo implementados en el CNDC, posibilitan considerar diversidad de escenario de oferta y demanda y reflejar en los Precios de Nodo el impacto probable de los aleatorios, aproximándolo a una probabilidad del 50%

Esta probabilidad corresponde en un contrato a distribuir el riesgo de precios del Mercado equitativamente entre la parte Vendedora y la parte Compradora. Los Precios de Nodo calculados con la metodología vigente, representan la probabilidad de las variables consideradas.

Actualmente, existe una metodología para compensar a una Distribuidor por las diferencias entre los Precios de Nodo y Precios Spot. Esto lleva a que el Consumidor regulado este pagando hoy en sus tarifas de Mercado Spot y no exista una estabilización del de compra para las tarifas.

De acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas se establece que cuando los Contratos de suministro entre Generadores y Distribuidores establezcan precios diferentes de los Precios de Nodo, el costo de las compras de electricidad que efectúa el Distribuidor, a ser considerado para el cálculo de las tarifas a sus Consumidores Regulados, será como máximo el que se obtiene de aplicar a las indicadas compras los respectivos Precios Nodo mas los correspondientes cargos de sub transmisión cuando corresponda.

Tabla 3 **Detalle de Cargo de energía para Distribuidores**

Retiros	Con precio del Mercado Spot			Con Precios de Nodo		Diferencia entre Precios de Nodo y Spot Bs
	kWh	Bs/MWh	Bs	Bs/MWh	Bs	
CRE	97642575	97663	9536067	86199	8416692	1119374
ELECTROPAZ	95333484	93854	8947429	64544	6153204	2794224
ELFEC						
Arocagua	40509216	80950	3579221	57697	2337260	941961
V. Hermoso	12134651	81656	990867	59031	716321	274546
Coboce	3498979	74610	261059	58197	186135	74924
Chimore	1391162	77847	108298	57010	79310	28988
ELFEO						
Vinto	12915897	81730	1055616	58436	754753	300863
Catavi	5594869	82444	461263	60442	338165	123098
RIO ELECTRICO						
Compras nodo						
Potosi	4686816	83434	391040	58940	276241	114799
SEPSA						
Sacaca	20288	85912	1743	59427	1206	537
Ocuri	76735	83480	6406	58856	4516	1890
Potosí	6970873	86219	601022	59747	416489	184533
Don Diego	1423932	78450	111707	57933	82493	29215
Complejo						
Karachipampa	10153	78582	798	55859	567	231
CESSA						
Mariaca	19995	75934	1518	57940	1159	360
Sucre	9896093	118463	1172321	1245367	1230747	-58427

Fuente: Unidad Operativa del CNDC Julio 2006

En la tabla 3 podemos apreciar claramente la Diferencia de precios entre el Precio Nodo y Precio Spot, la cual nos permite obtener conclusiones importantes para ver si realizar Contrato es rentable o no.

- Si el Precio Spot esta por encima del Precio del Nodo, realizar Contratos no es rentable debido a que ninguno de los agentes asumiría la diferencia de precio
- Si el Precio Spot fuera igual al Precio de Nodo, realizar Contratos tampoco sería rentable ya que no existiera objetiva de realizar los Contratos.

Como conclusión para la parte de riesgo se puede decir que cuanto mayor sea el riesgo de precios que existiera en el Mercado Spot, mayor será el interés por parte del Generador de contratar. Así, es necesario tener en cuenta que los precios de la energía en el Mercado

eléctrico Mayorista Boliviano se caracterizan hoy por la poca variabilidad y esta realidad no incentiva los contratos.

Para mejorar esta situación cuando se realiza Contratos de Distribuidores acordados al precio de Nudo rivalizar este tipo de acuerdo de Contratos trae los siguientes beneficios.

- Al distribuidor: No asume riesgo de precio de Mercado
- Al generador: la garantiza un flujo de caja y reduce el riesgo de precios bajos
- Al Consumidor final: Reduce el riesgo de precios bajos o altos.

2.2.La Estabilización de las Tarifas y los Contratos de Distribuidores

Es necesario tener claro cuando nos referimos al traslado de los costos mayoristas a las tarifas reguladas de Distribución debido a que estas tienen distintos objetivos por ejemplo:

- La necesidad y conveniencia de estabilizar las tarifas
- La eficiencia que se logra en trasladar a las tarifas precios representativos de las condiciones del Mercado
- El objetivo de que las ventajas que surgen del Mercado lleguen al Consumidor final.

La cual se realiza precia suscripción de un Contrato Adhesión³⁶ con el Comité; para lograr la estabilización de las tarifas de los Consumidores Regulados y a la vez garantizar su compra eficiente, es necesario regular para que se traslade a las tarifas. Una solución que se presenta y es regulada en el MEM son los Precios de Nudo, pero debido a que el traslado del precio medio Spot mensual presenta dos problemas que se contraponen, como son; la no incentivación de Contratos y la variación significativa del Precio Spot en el mercado Spot debido a su volatilidad, hace que sea un riesgo en el momento de realizar dicho contrato.

Cuando un Distribución realiza Contrato con un agente Generador, lo puede hacer en el Mercado Spot o en el Mercado de Contratos, pero cuando este lo realiza en el Mercado Spot, el precio está en función del Precio Horario de Energía (Precio Sport) la cual implica comprar energía a precios variables. Estos precios variables en el tiempo de compra de

³⁶ Contratos de Adhesión; Derechos y Obligación que debe cumplir el agente

energía no son informados o traspasados al consumidor final en el tiempo real (en ese mismo tiempo de compra) debido a que este, paga un precio de compra de energía a precio estable (precio indexación que se lo hace después de un determinado tiempo).

Si analizamos desde el otro punto de vista como es hacer contratos, el Distribuidor compra energía eléctrica bajo un contrato a un Agente Generador lo cual implica a un precio estable para un determinado tiempo como es a Largo Plazo. El consumidor final paga el consumo de su energía igual debido a que el Consumidor final no se entera si su proveedor (Distribuidor) compro energía eléctrica del Mercado Spot o del Mercado de Contrato. Lo importe para un consumidor final es contar con el suministro de energía eléctrica de forma constante, económica y segura.

2.3. Factores que interviene en el análisis del Mercado de Contratos

Para un análisis de los factores que intervienen en el Mercado de Contratos destacaremos tres puntos importantes que de alguna manera interviene directa o indirectamente y por medio de una regulación que ajusta los precios de compra con relación a los precios de venta, se podría plantear soluciones entre los Agentes del Mercado para realizar los contratos a Largo Plazo debido a que la mayoría de estos Agentes ven desde su punto de vista que un contrato a Corto Plazo es rentable que hacerlo a Largo Plazo.

Estos tres factores son:

- Precio Horario de Energía o Precios Spot
- Precio de nodo de Energía
- Factor Z

Como ya hemos mencionado el precio Spot busca tener señales económicas eficientes que nos permiten realizar una expansión bajo un esquema competitivo y que a demás esta en función del costo variable de generación de la unidad térmica mas cara que es despachada para cubrir un incremento de la demanda.

2.3.1. Procedimiento para el Calculo del Precio Nodo

El precio de nodo de energía de acuerdo al reglamento de Precios y Tarifa su procedimiento para el cálculo de los Precios de Nodo matemáticamente es:

$$PNE(x) = PBE * FPe(x)$$

Donde:

PBE: Precio Básico de la Energía, el cual es un promedio de los costos Marginales de Corto Plazo proyectados y que se ubica en la barra que marginal es mayor

$FPe(x) = \Delta Ge / \Delta P(x)$: factor de pérdidas de energía, refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en la unidad marginal.

Para el cálculo de precio Nodo de la Potencia de en nodo x $PNP(x)$; es calculado por la siguiente ecuación:

$$PNP(x) = PBPP * Fpp(x) + peaje$$

Donde:

$PBPP = CMgPP$: Precio básico de potencia de punta, ubicado en el nodo de menor costo para adicionar potencia

$FPP(x) = \Delta Gp = \Delta P(x)$: Factor de pérdidas de Potencia, refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de Potencia de Punta en un nodo mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta en el nodo de aplicación del $PBPP$

De forma general decimos que los precios de Nodo consisten de los precios de energía, los precios de potencia, el peaje por transmisión. De acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas el precio de Nodo esta sujeto a indexación mensualmente además ya aprobadas y publicadas semestralmente pueden ser transferidas a los respectivos Distribuidores conectados al STI.

2.3.2. El Factor Z

El factor Z tiene la finalidad de compensar la diferencia de precios entre el Costo real total de compra de electricidad a Precio Spot del mercado Spot con el Costo de compra de electricidad calculados con precio de Nodo pero para un determinado periodo. La variación de este factor Z es atribuible a la demanda, costos de combustibles para generación, etc. Así

mismo la forma de cálculo y la naturaleza del factor Z son diferentes a la de la tasa de Regulación³⁷ por lo cual no son comparables en su tratamiento. Cabe decir que varía cada periodo, para cada tipo de Agentes y es regulado por la Superintendencia de electricidad.

2.4. Remuneración de los Generadores

Los generadores que venden su producción en el mercado spot reciben dos pagos:

- Por la energía vendida, valorizada al costo marginal de la energía en el sistema
- Por su potencia firme, valorizada a un precio regulado.

Para el primer punto el CNDC realiza optimización de los recursos de generación, disponibilidad y determina el precio resultante de la energía; para ello utiliza información suministrada por los agentes de mercado con esta información realiza como primer paso una programación de la operación de mediano plazo (que mas adelante se expondrá) de la cual resulta el “valor del agua” de las plantas hidráulicas.

Posteriormente, cada hora de la operación en tiempo real, compiten por abastecer la demanda las centrales térmicas con sus respectivos costos variables de producción y las plantas hidráulicas con el “valor del agua”. Resulta produciendo las centrales más económicas en cantidad suficiente para abastecer la demanda más un margen mínimo de reserva. El precio de la energía (PE) lo define la central térmica menos eficiente convocada al despacho económico, resulta igual al costo variable de producción de dicha central. El precio tiene la única validez únicamente en el nodo donde la mencionada central se vincula con la red de transporte, correspondiente un Factor de Perdidas de energía. Los precios en los restantes nodos se determinan a partir de los correspondientes Factores de perdidas, con la siguiente expresión:

$$PE_N = PE * FP_N$$

Cada generador recibe un pago mensual por concepto de energía vendida (\$ENERGIA) en el Mercado Spot que resulta igual a la suma de cada hora del periodo de la energía producida (EG) valorizada al precio de la energía del nodo (PE_N) al cual se vincula el generador con la red de transporte.

³⁷ Tasa de Regulación .- es una tasa que la empresa ha sido recaudando de sus consumidores, no es el resultado de un calculo de diferencia

$$\$ENERGIA(\$) = \sum_h EG_h * PE_{Nh}$$

Respecto a la remuneración de Potencia, el marco regulatorio prevé que los generadores reciban un pago mensual por la potencia firme que estos aportan al sistema valorizada a un precio regulado denominados "Precio Básico de Potencia (se determinan evaluando los costos de inversión de centrales que cubran el crecimiento de la potencia de punta del sistema) ".

Los precios de la potencia son diferentes en cada nodo del sistema de transporte. En todos los restantes nodos el precio de la potencia se obtiene del producto del Precio Básico por los correspondientes Factores de Perdidas de Potencia, los cuales reflejan las perdidas marginales de energía en horas de máxima demanda.

La suma de las potencias firmes de todos los generadores es igual a la demanda máxima anual del sistema. Típicamente para un generador hidráulico la potencia firme es coincidente con su potencia nominal. En cambio, para un generador térmico es un valor igual o menor a su potencia media disponible. Si la potencia firme total es mayor que la demanda, se reduce la potencia firma de las centrales menos eficientes, por costos variables de producción, hasta lograr la igualdad.

La remuneración que por concepto de potencia (\$POTENCIA) que recibe mensualmente cada generador resulta de su potencia firme (PF) valorizada al Precio Básico de la Potencia (PBP);

$$\$POTENCIA(\$) = PFE * PBP$$

Los generadores que no resulten con potencia Firme asignados y que son requeridas por el sistema por restricciones que impone el sistema de transporte o bien por confiabilidad (seguridad de área)son remuneraciones también por potencia valorizado la potencia requerida (Potencia de Reserva)al Precios Básico de la Potencia.

Capítulo IV

Los Factores que determinantes de la eficiencia económica en el

Mercado Eléctrico Mayorista

Sección I: Programación adecuada del producto de acuerdo a su costo de producción

Los factores que determinan la eficiencia económica es: 1º Desarrollo de recursos energéticos del mínimo costo; 2º Lograr disponibilidad adecuada de suministro energético; 3º Eficiencia en uso óptimo de los recursos energéticos (hidroeléctrico y térmico).

Para ello se verá criterio de la programación adecuada de la disponibilidad del suministro energético que se basa en el costo mínimo por generación energética y desde luego esto deriva al uso optimo de forma eficiente esto se denotara con el numero de cortes de energía eléctrica.

1. Programación de La Operación y Despacho de Carga en el Mercado.

El Comité efectuará la programación de la operación para los siguientes períodos:

1.1 Programación de mediano plazo

Se realizará 2 veces al año, en los meses de marzo y septiembre, y cubre períodos de 48 meses, que comienzan en mayo y noviembre respectivamente. En esta programación se determina la operación semanal.

a) Información Para La Programación De Mediano Plazo

Los Agentes del Mercado, entregarán al Comité la información sobre sus previsiones y datos para los siguientes 48 meses a partir del inicio del siguiente período estacional.

La oferta de una Unidad Generadora térmica deberá incluir, además, la declaración de lo siguiente:

- El Costo del combustible, el que deberá estar en el rango entre el precio referencial como máximo y la tarifa de transporte regulada de dicho combustible como mínimo;

- Disponibilidad de combustibles; Poder calorífico inferior de los últimos seis meses;
- Costos variables de operación y mantenimiento;
- Porcentaje de pérdidas por consumo propio y transformación;
- Tasa de indisponibilidad forzada, calculada de acuerdo a la en Norma Operativa.

Los Generadores hidráulicos deberán suministrar las series históricas de caudales, junto a la información de respaldo que la avala. El Comité deberá considerar como hidrologías probables las series históricas de caudales. Asimismo, suministrarán las normas de operación de embalses de agua y compromisos que afectan su despacho.

Los Transmisores informarán sus requerimientos de mantenimiento y previsiones de ingreso de nuevas instalaciones, y toda otra información que afecte su capacidad de transmisión.

b) Programación De Mediano Plazo

El Comité lo realizará de acuerdo a los modelos de largo y mediano plazo de optimización y simulación de la operación, que definen la ubicación económica de las cantidades semanales disponibles de energía hidráulica y el despacho hidrotérmico del Mercado (sistema SCADA) teniendo en cuenta el Parque Generador Disponible, la red de transporte y las condiciones de desempeño mínimo vigentes. Donde se obtendrán valores semanales promedio por bloques horarios para dichas series.

c) Cálculo De Los Costos Marginales De Corto Plazo De Energía Esperados

El Comité determinará los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Esperados para cada semana dentro de los bloques horarios.

d) Informes De La Programación De Mediano Plazo

A más tardar el 15 de marzo y el 15 de septiembre de cada año; el Comité pondrá en conocimiento de la Superintendencia y los Agentes del Mercado la programación de mediano plazo con los siguientes datos requeridos para el informe preliminar de Precios de Nodo; la proyección de la demanda de potencia y energía del SIN; el programa de obras de generación y transmisión; los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros

costos variables de operación; los contratos de importación y exportación de energía; Disponibilidad y programa de mantenimientos; precios de Combustible de las Unidades Generadoras

1.2 Programación Estacional.

Durante el transcurso de cada período estacional, el Comité analizará mensualmente el registro de la operación real del Mercado para identificar las desviaciones respecto a lo previsto en la Programación de Mediano Plazo.

Informes De La Programación Estacional

Antes del día 15 de cada mes, el Comité emitirá un informe mensual para conocimiento de la Superintendencia y de los Agentes del Mercado, con un análisis de la operación realizada en el mes anterior y de las desviaciones significativas observadas respecto a la programación, incluyendo los posibles motivos de estas diferencias y la evolución del precio Spot de la energía. Al finalizar el semestre, el Comité emitirá un Informe Estacional, que presente la comparación de los resultados reales de la operación con la previsión estacional, incluyendo las desviaciones en los precios medios reales respecto a los precios previstos.

1. 3 Programación Semanal

Es la programación que se realizara semanalmente y cubre, con detalle horaria, la semana.

a) Antecedentes Para La Programación Semanal

Antes de las 10:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana calendario, los Agentes del Mercado deberán enviar al Comité la información necesaria para realizar la programación para la semana siguiente.

Los Distribuidores y Consumidores No Regulados informarán su demanda prevista de potencia y energía para la semana siguiente con desagregación diaria.

Los Generadores informarán la previsión de su oferta de generación, indicando para cada una de sus Unidades Generadoras.

Las Transmisores deberán presentar sus solicitudes de mantenimientos preventivos para la programación semanal e informar la indisponibilidad forzada y programada de sus instalaciones.

b) Programación semanal

Utilizando el modelo de optimización de mediano plazo y la información suministrada por los Agentes del Mercado y ajustes a la Programación Estacional, del análisis del comportamiento de la demanda, el Comité determinará:

- ✓ Las proyecciones de demanda horaria de energía, para la siguiente semana;
- ✓ La programación de la operación de la semana siguiente, determinará la energía a producir en cada Central hidráulica y Unidad Generadora térmica durante la semana, en base a la demanda prevista, las restricciones de transporte, las condiciones de desempeño mínimo.
- ✓ La programación del mantenimiento preventivo semanal y diario del Parque Generador Disponible y transmisión, coordinado y definido de forma tal de minimizar el apartamiento que genera al despacho económico y de minimizar el riesgo de déficit de potencia para satisfacer el abastecimiento de la demanda.

c) Informe De La Programación Semanal

Antes de las 15:00 horas del último día hábil de una semana, el Comité informará a los Agentes del Mercado los resultados de la programación semanal para la semana siguiente, incluyendo generación prevista en las Centrales, la evolución esperada del precio de la energía en el Mercado Spot.

1. 4 Programación diaria

También denominada pre-despacho que se realiza diariamente y cubre con detalle horario las 24 horas del día siguiente.

a) Antecedentes Para La Programación Diaria

Todos los días hábiles antes de las 10:00 horas, los Agentes del Mercado deberán suministrar al Comité la información necesaria para realizar el despacho del día siguiente. El día viernes deberán incluir la información para el sábado, domingo y lunes siguientes.

En el caso de días feriados, el día hábil previo deberán informar los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil siguiente.

Los Distribuidores y Consumidores No Regulados informarán su demanda prevista de potencia y energía a nivel horario.

Los Generadores informarán su oferta para el día siguiente, indicando cualquier modificación respecto de los requerimientos de mantenimiento, restricciones a su operación, disponibilidad de combustible o pronósticos de aportes, y potencia disponible previstos en la programación semanal.

Los Transmisores deberán suministrar sus solicitudes de mantenimiento preventivo a nivel diario y cualquier otra condición que afecte la capacidad de transmisión prevista.

b) Programación Diaria

Cada día, el Comité realizará el pre-despacho del día siguiente, el pre-despacho incluirá una estimación del despacho previsto para los días restantes de la semana.

Su función objetivo debe ser optimizar la ubicación horaria de la energía hidráulica y generación térmica disponible de forma tal de minimizar el costo total de producción, suma del costo de operación (térmico y valor del agua) y costo de falla, cumpliendo las condiciones de desempeño mínimo.

El despacho de las Unidades Generadoras que conforman el Parque Generador Disponible, se efectuará considerando la oferta hidráulica no regulada con un valor del agua igual a cero, la energía hidráulica regulada con su valor del agua, y la oferta térmica, aplicándose los siguientes criterios técnico-económicos:

* La oferta hidráulica no regulada tendrá prioridad de despacho. La colocación de la oferta diaria de energía hidráulica regulada, resultado del modelo semanal, se efectúa de manera de minimizar el costo total diario de generación. En el caso de producirse indiferencia

económica para el despacho de dos o más unidades hidráulicas en bloques de punta, estas se despacharán en proporción a las potencias generables por cada una en dichos bloques;

* Para el despacho horario, la potencia máxima de una Unidad Generadora térmica se considera variable dentro del día. El Comité debe contar con previsiones de temperaturas medias en las regiones dónde se ubican las Centrales térmicas e ingresar como dato al despacho, la potencia máxima prevista en función de la temperatura prevista y de la variación de la capacidad máxima definida para cada Unidad Generadora; y,

* Las Unidades Generadoras deberán ser despachadas con una reserva rotante no inferior a la reserva prevista en la definición del desempeño mínimo del Sistema Eléctrico, salvo déficit de oferta o requerimientos operativos que fueren a las Unidades Generadoras al máximo generable. El Comité, en los casos en que esté habilitado por los criterios de desempeño mínimo vigentes, puede decidir operar sin reserva suficiente, informando a los Agentes del Mercado.

El despacho económico determinará para cada hora, la asignación óptima de la oferta hidrotermico, teniendo en cuenta la oferta hidráulica, y las restricciones operativas por el uso del agua, los precios medios de producción de las Unidades Generadoras térmicas en cada hora, las restricciones operativas, las pérdidas de la red de transporte y los requerimientos de calidad y seguridad de área determinados en las condiciones de desempeño mínimo vigentes.

c) Informe De La Programación Diaria

Como resultado del despacho económico, el Comité informará a cada Generador, antes de las 15:00 horas de cada día que corresponda a lo siguiente:

- ✓ Los precios de generación de sus Unidades Generadoras para determinar los costos marginales de corto plazo;
- ✓ El programa de carga horario a realizar por cada Central y/o Unidad Generadora, identificando cuando corresponde la generación forzada y la de Reserva Fría;
- ✓ Los programas de restricciones al suministro en caso de surgir déficit para abastecer la totalidad de la demanda; y,

- ✓ El Costo Marginal Horario de la Energía previsto.

Antes de las 15:00 horas de cada día que corresponda informar, el Comité informará a cada Distribuidor y Usuario No Regulado, las restricciones a su consumo de surgir déficit en el despacho para abastecer la totalidad de la demanda prevista.

Sección II: Demostración de la hipótesis mediante el análisis comparativo con el Mercado Eléctrico Uruguayo y sus resultados

Resulta interesante realizar una revisión del funcionamiento y la organización del sector eléctrico en otro país, ya que puede servir como referencia para evaluar si nuestro mercado es eficiente económico o no.

2.1 Análisis del Sector Eléctrico Mayorista en el Uruguay

Uruguay dada su enorme capacidad de interconexión que tiene el país con la República Argentina los precios uruguayos tenderían a equipararse con su vecino. Argentina es uno de los países pioneros en la liberalización de su mercado eléctrico, alcanzando precios muy bajos en comparación con la mayoría de los demás países liberalizados.

Los principales resultados del análisis son que el precio del mercado argentino actuará como un *price cap* sobre el precio de generación eléctrica en el Uruguay y que, por tanto, es posible una reducción del coste de la electricidad para consumidores e industriales en el país. Además, se reducirán las exigencias de consumo y potencia para ser calificado como gran consumidor que podrá concurrir al mercado liberalizado, lo que potencia este beneficio para la industria nacional.

Será fundamental el rol que juegue el regulador y el administrador del mercado en la fijación y control de precios, así como en el control de la empresa pública eléctrica verticalmente integrada. Principalmente, el regulador deberá controlar que la empresa pública no ejerza poder de monopsonio desde su monopolio en distribución, que no establezca subsidios cruzados entre las actividades reguladas y las no reguladas, y deberá velar por el libre acceso a las redes de transmisión y distribución de manera de prevenir posibles barreras de entrada a nuevos agentes.

Se hace un análisis de la situación actual del sistema eléctrico uruguayo, de la conducta de la empresa monopólica de generación y de los cambios introducidos por el nuevo marco regulatorio.

2.2 La Situación Actual del Sector Eléctrico Uruguayo

El sector eléctrico uruguayo es un monopolio estatal conformado por la empresa UTE, **empresa verticalmente integrada**, con monopolio legal en todas las ramas del sector, generación, transporte y distribución, alcanzando un índice de electrificación nacional del 97%, siendo el mayor de América Latina.

2.3 La Generación Eléctrica en el Uruguay

La generación eléctrica nacional es fundamentalmente hidráulica, a través de las presas propiedad de la empresa estatal y de la represa de Salto Grande, propiedad del organismo binacional Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, conformado por las cancillerías de Uruguay y Argentina, correspondiendo la mitad de la energía eléctrica generada a cada país. La potencia nacional instalada se muestra en el siguiente cuadro 5:

Cuadro 5 Potencia Instalada año 2002

Central	Propiedad	Tecnología de generación	Río	Combustible	Potencia Instalada (MW)	Año de Entrada en Servicio	Porcentaje sobre total instalado
Salto Grande	CTMSG	Hidroeléctrica	Uruguay		945	1979	44,89%
Gabriel Terra	UTE	Hidroeléctrica	Negro		148	1945	7,03%
Baygorria	UTE	Hidroeléctrica	Negro		108	1960	5,13%
Constitución	UTE	Hidroeléctrica	Negro		333	1982	15,82%
Total Hidroeléctrica instalada					1.534		72,87%
Battle y Ordóñez 3/4	UTE	Térmica		fuel oil	100	1955/57	4,75%
Battle y Ordóñez 5	UTE	Térmica		fuel oil	88	1970	4,18%
Battle y Ordóñez 6	UTE	Térmica		fuel oil	125	1975	5,94%
La Tablada	UTE	Térmica		Gasoil	226	1991	10,74%
Maldonado	UTE	Térmica		gas oil	24	1981	1,14%
Grupos Diesel		Térmica		Gasoil	8		0,38%
Total Térmica Instalada					571		27,13%
Total					2.105		100,00%

Fuente: Dirección Nacional de Energía (DNE)

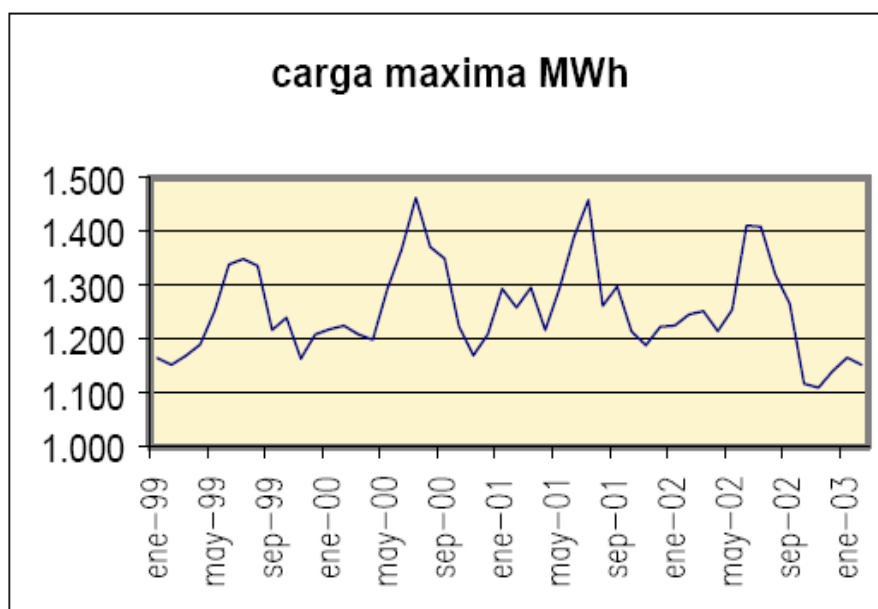
Como se observa en el cuadro, la potencia instalada nacional es fundamentalmente hidráulica, alcanzando prácticamente las tres cuartas partes de la potencia total. La demanda máxima o carga máxima se ha dado el 19 de julio de 2000 con 1463 MW.

Tradicionalmente la carga máxima se ha producido en los meses de junio y julio rondando los 1400 MW, coincidiendo con el período de mayor hidraulicidad. Sin embargo, el efecto del aumento de la demanda supera ampliamente al efecto de una mayor hidraulicidad, produciéndose en el período mayo-julio la mayor brecha entre la hidraulicidad y la demanda. La carga máxima mensual media de los últimos 4 años ha sido 1255 MW.

Como vemos en la gráfica 14, la carga máxima podría ser cubierta con generación nacional produciendo a plena capacidad.

Grafico 14

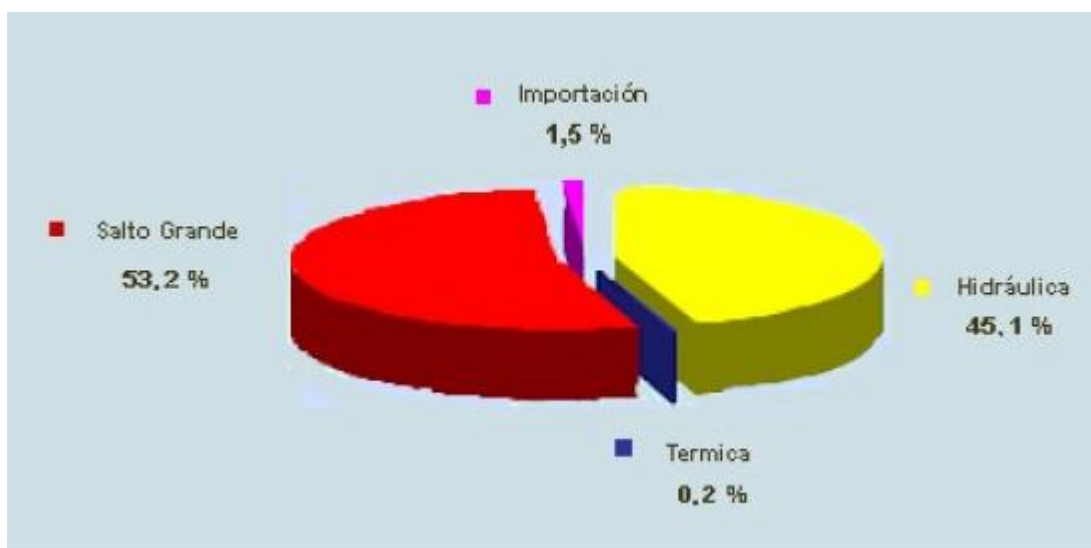
Carga Máxima 1999-2003



Fuente: Dirección Nacional de Energía (DNE)

En teoría, la capacidad hidráulica podría cubrir el 100% de la carga máxima y la capacidad térmica instalada aproximadamente el 40%, Sin embargo, rara vez una presa hidroeléctrica produce a plena capacidad. Además, la antigüedad de las centrales térmicas y el alto coste del petróleo para el país, hacen que la capacidad de generación no sea utilizada en su totalidad.

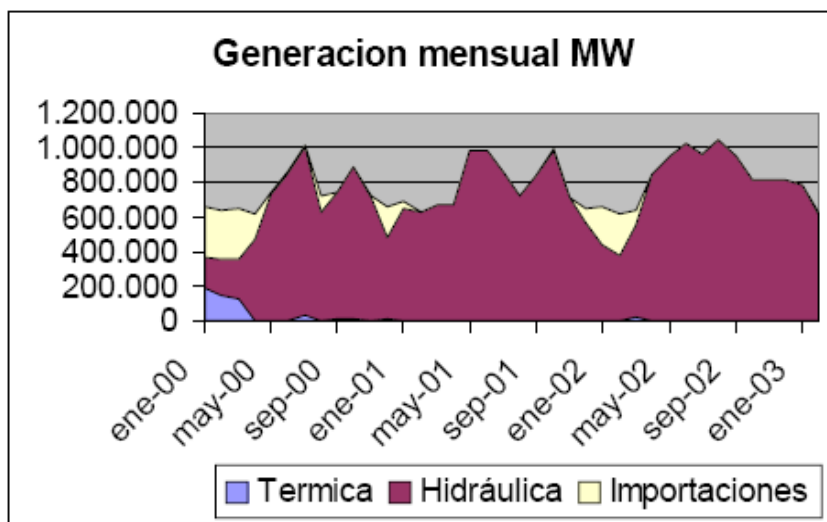
Gráfico 15: Fuentes de Generación año 2001



Fuente: UTE

Como se aprecia en el siguiente gráfico la generación térmica prácticamente no es utilizada por UTE para cubrir las necesidades eléctricas, siendo prácticamente el 100% de la generación hidráulica. Además, en momentos de déficit energéticos, fundamentalmente hídricos, el ente estatal prefiere muchas veces recurrir a las importaciones eléctricas que a sus centrales térmicas.

Gráfico 16: Generación e Importaciones

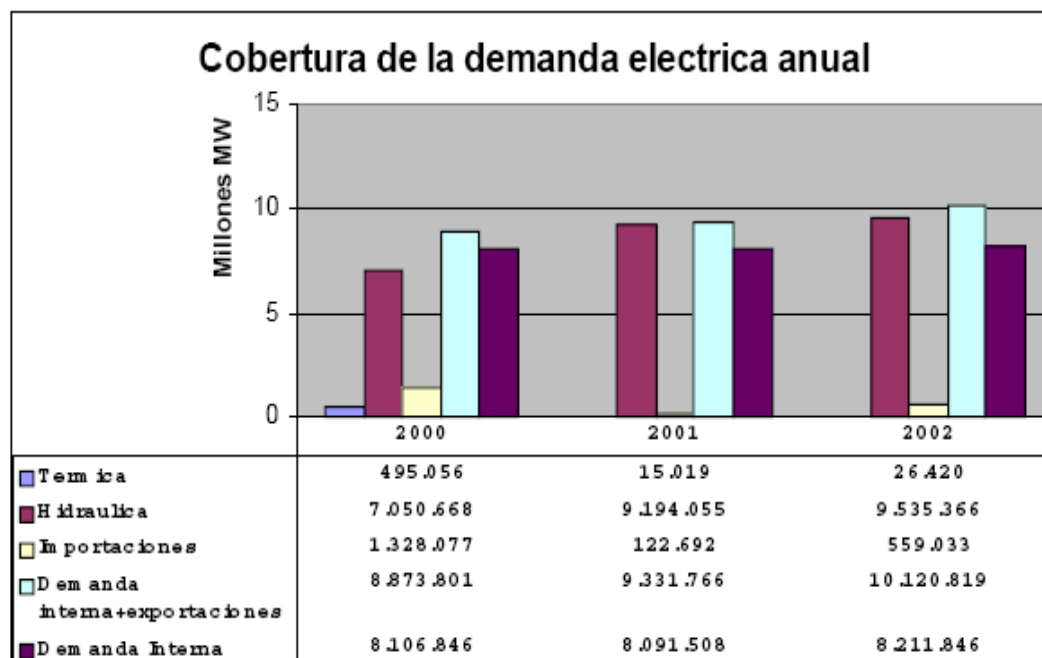


Fuente: Dirección Nacional de Energía (DNE)

En los años secos como lo fueron el año 1999 y 2000, el Uruguay es importador neto de energía eléctrica, en su enorme mayoría desde la Argentina, mientras que años normales el

país satisface sus necesidades con energía hidráulica y el balance comercial energético internacional es exportador. Las exportaciones uruguayas representan el 3,5% del consumo total anual.

Grafico 17: Cobertura de la Demanda Eléctrica



Fuente: Dirección Nacional de Energía (DNE)

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra interconectado en corriente alterna con el argentino mediante dos vínculos de gran potencia, del orden de los 1000 MW cada uno lo que representa un 90% de la capacidad instalada nacional.

En los meses de invierno es cuando se esperaría que se diesen las importaciones eléctricas desde Argentina. Sin embargo se dan fundamentalmente en verano. Esto se explica por el hecho de que en invierno los precios aumentan en el mercado argentino como consecuencia de un exceso de demanda. Por lo tanto, se importa energía eléctrica en verano, a los efectos de almacenar agua para aumentar la producción hidráulica en los meses de invierno y así satisfacer la mayor demanda nacional y exportar a la Argentina a mayor precio.

2.4 El consumo y la comercialización

En el Uruguay los consumidores cualificados se distribuyen en medianos y grandes consumidores. Estos consumidores son los que consumen una potencia de 10 KW y que presentan consumos mayores a un 500 MWh mensual, si bien se distribuyen en distintas tarifas con un máximo de potencia de 25.000 KW y un consumo mensual de 16.400 GWh.

A partir de esta breve descripción del sistema eléctrico mayorista uruguayo podemos concluir que el país tiene una fuerte dependencia de la energía hidráulica. Si bien tiene capacidad instalada suficiente para hacer frente a su demanda eléctrica actual depende de sus interconexiones internacionales para cubrir la demanda de manera económicamente eficiente.

2.5 Seguridad en el suministro: Potencia Firme faltante en el Sistema Uruguayo

El nuevo Reglamento del Mercado Mayorista (RMM) tiene como uno de los principales objetivos garantizar el suministro de energía eléctrica con un alto grado de confiabilidad, evitando riesgos de cortes y restricciones en el abastecimiento. Para ello introduce el concepto de “seguro de suministro”, que establece la obligación de tener asegurado un porcentaje de la demanda de los consumidores.

Este porcentaje, 90% para el distribuidor que abastece a los consumidores regulados en forma monopólica y 70% para los grandes consumidores, fue definido por el Poder Ejecutivo en el RMM. Se trata de una decisión de política energética que cuantifica el riesgo que el país está dispuesto a asumir en el abastecimiento de electricidad. En esta determinación se toma en cuenta no sólo el costo directo de la falla para los consumidores, sino también los efectos que la restricción del servicio puede tener sobre la economía en su conjunto (por ejemplo, los cortes de energía en 2001 significaron para Brasil una caída estimada de 2% en el PIB).

2.6 Racionalidad de una empresa pública

La situación actual del sistema de generación eléctrica uruguayo es un monopolio estatal. La racionalidad económica de un monopolio privado implicaría que actualmente el

monopolista estaría fijando el precio de monopolio y estaría produciendo una cantidad menor a la económicamente eficiente.

Sin embargo, la racionalidad económica de una empresa estatal es difícil de caracterizar por dos razones, por un lado no está claro que los propietarios de la empresa ejerzan algún control sobre los directivos y empleados de la empresa. Además, tampoco es fácil determinar cuál es la función objetivo de los propietarios de la empresa estatal. Para el caso de empresas privadas estas cuestiones son claras, los propietarios de las empresas tienen derechos legales claramente establecidos y su participación en las firmas puede ser comprada o vendida en el mercado financiero sin excesivos costes de transacción.

Los inversores querrán obtener el máximo retorno sobre su capital invertido para un nivel de riesgo determinado.

Para el caso de una empresa de propiedad estatal no es seguro que el objetivo sea maximizar beneficios. Obtener más ingresos que costes es una prioridad, pero una vez que esto se alcance, el gobierno podría querer que la empresa alcanzase otros objetivos.

Además, los directivos no están incentivados a manejar la empresa de una forma tal que se maximicen beneficios. Esta falta de incentivos a los gestores, sumado al hecho de que seguramente las empresas no tengan este objetivo, nos llevan a pensar que tienen muy poco incentivo a producir de la manera más eficiente que minimice los costes. Por lo que la empresa estatal fijara un precio que alcance a cubrir sus costes. Por lo tanto, es de esperar que fije un precio superior al económicamente eficiente pero menor al de monopolio.

Visto desde la perspectiva del regulador, la propiedad pública de las empresas podría ser una ventaja, ya que los objetivos de la empresa pública no contradice directamente el objetivo del regulador de mantener los menores precios posibles compatibles con la viabilidad financiera de las empresas en el largo plazo. En cambio en el caso de la empresa de propiedad privada, los gestores siempre querrán aumentar los precios por encima del coste marginal de la última unidad producida, dado su objetivo de maximización de beneficios. Esto contradice directamente los intereses del regulador.

A pesar de estas consideraciones, es de esperar que la liberalización del sector de generación eléctrica que enfrentará a la empresa UTE a una competencia con los

generadores argentinos en el primer momento y ante posibles entrantes más adelante, lleve a que la empresa pase a comportarse como una empresa privada en esta rama del negocio eléctrico. Es decir, que UTE generación enfrentará competencia, que vendrá determinada tanto por la posibilidad de que los grandes consumidores y UTE distribución compren energía a quien la ofrezca más barata, como por el hecho de que se reducirán las exigencias de potencia mínima para ser calificado como consumidor cualificado.

Por lo que podemos suponer que en un año “normal” o medio desde el punto de vista de la capacidad hidráulica, la empresa pública de generación maximiza la eficiencia en el manejo del agua de forma que importa energía en períodos de precios argentinos bajos y se exporte en períodos de precios altos.

Resultados

Mercado Electrico Mayorista Boliviano	Mercado Electrico Mayorista Uruguayo
Modelo: Verticalmente y Horizontalmente separado	Modelo: Verticalmente integrado
Fuente Energia: 41.1 %hidroelectrica y 58.9%termoelectrica	Fuente de energia: 72.87% hidroelectrica y 27.13% termoelctrica
Sistema electrico: Sistema Interconectado Nacional y Sistema Aislado	Sistema electrico: Interconexion con la Rep. Argentina
Regulador y administrador: Superintendencia de electricidad y CNDC Supervicion: De los agentes del mercado Fijacion del precio: De acuerdo al precio del mercado(precio spot)	Regulador y administrador: Control: De la empresa publica electrica Y Fijacion : de precios por parte del Estado Uruguayo
Sector electrico: Estructura marginalista	Sector electrico: Monopolio estatal

Donde existe: Generadoras → 12 empresas Transmision → 3 empresas Distribuidores → 6 empresas	En todas sus ramas Generador Transmision Distribucion } UTE
Verificacion: el mercado electrico se encuentra eficiencia economica el mercado electrico mayorista Ya que el costo dejando que el mercado actua por si solo donde el distribuidor compra	Verificacion: el mercado electrico mayorista no exactamente se encuentra en eficiencia economica; ya que su estrategia para cubrir su demanda en periodos de invierno mediante el uso optimo recursos hidrico con el fin de costear a un precio bajo. Pero lo malo es que la empresa estatal no le intereza maximizar sus beneficos sino por un bienestar a corto plazo que deja incierto el futuro de abastecer de eenergia electrica a su mercado.

Conclusiones

El evento con mayor importancia en la historia de la industria eléctrica fue el cambio en llevado a cabo mediante la Ley de Capitalización, la Ley del Sistema de Regulación Sectorial y la Ley de Electricidad, que se aprobaron y ocurrieron durante los años 1995 a 1997.

Al transcurrir estos diez (1998-2008) años de estudio se puede ver que uno de los principios básicos de la transformación del Sector Eléctrico fue la introducción de la competencia a fin de dinamizar el mercado. Es decir la Ley de Electricidad y su Reglamentación tenía el como objetivo el funcionamiento de la industria en términos de eficiencia económica mediante el fomento de la competencia donde esta fuera posible. Mediante a la re-estructuración de la industria, esto se caracterizó por la separación vertical de las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad. Y también la separación horizontal dando lugar a la liberación de la actividad generación, transmisión cuando permita la existencia de más de una empresa.

De esta manera lo que se pretendía es incentivar la competencia la cual para ser dinámica requiere de la participación obligatoria de todos los agentes del Mercado con las respectivas ofertas y demandas de acuerdo a si es Agente generador o Agente consumidor.

El Mercado Eléctrico Mayorista si se encuentra en eficiencia económica; debido a que dentro de este mercado esta constituido dos mercados ya descritos anteriormente pero que uno realiza transacciones a Precios Horarios de Energía (Precio Spot) que busca reflejar la realidad horaria del Mercado y el otro a precios libres (acordados entre los agentes) el que vendría ser el mercado de contratos por que se concluyo que los agentes tienen la posibilidad de elegir la mejor opción tanto para su beneficio propio como para el consumidor final.

Los precios Spot están exclusivamente en función del costo variable térmico, el precio de energía no puede llegar a valores suficientemente altos en condiciones de escasez como para permitir la recuperación de los costos totales de las maquinas marginales y en

consecuencia, se requiere una remuneración adicional para compensarlo en este caso será de interés de los agentes del Mercado en participar en el Mercado de Contratos

Al realizar contratos debemos tener en cuenta que al realizar los contratos se impulsa a permitir la estabilidad de precio de compra y venta como secuencia de que existiera competencia y el comprador negocia bien el contrato, el precio del contrato será eficiente; esta realidad es desafortunada en Bolivia los contratos de energía eléctrica no se realizan

En nuestro mercado actual se ha dado el caso espacial de que el precio Spot es usualmente mayor que el precio regulado (precio nodo) y como resultado a esta realidad, los generadores no ofrecen contratos a este precio por lo que los agentes distribuidores compran al precio Spot y venden al precio regulado, en donde la Superintendencia de Electricidad, compensa a los distribuidores transvasando a los usuarios con una cantidad adicional cada cierto periodo (tres meses) para cubrir la pérdida

Respecto a los apagones de energía eléctrica no es un problema de generación al contrario es una falla técnica en las líneas de transmisión o una caída de tensión o desde luego descarga eléctrica por ejemplo el colapso del área de Oruro el día 29 de abril de 2008 por la desconexión de las líneas Vinto-Sud y Huayñacota-Vinto por rotura de una grampa en la línea Vinto-Sud

En cuanto a la demanda su crecimiento se debe al sector minero como lo es San Cristóbal, Empresa Metalúrgica de Vinto y EMIRSA quienes hacen que el mercado sea mas dinámico (competencia) con los Distribuidores

En el uso de la energía hidráulica se trata de una energía renovable, limpia, y de alto rendimiento energético proporciona una gran ventaja en la eliminación de los costos de los combustibles ya que este tipo de energía esta en constante conectada al SIN en cambio la energía termoeléctrica solo esta conectada en horas pico donde la demanda se incrementa por ejemplo a partir 7PM de la noche como se nota en el grafico N°2 la variación Típica de Costo Marginal Horario (US\$/MWh)

Bibliografía

1. **La Ley de Electricidad N° 1604 y Sus Reglamentos:**
 - Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico
 - Reglamento de Concesiones, licencia y licencias Provisionales
 - Reglamento para el Uso de Bienes de Dominio Público
 - Reglamento de precios y Tarifas
 - Reglamentó de Calidad de Distribución
2. **Aspectos Técnicos Económicos de la Desregulación del Sector Eléctrico**, Ing. Hugh Rudnick Van Wyngard.
3. Informe “**Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional (1996-2008)**”, Unidad Operativa del Comité nacional de Despachó de Carga. Pagina Web: www.cndc@go.bo
4. **Evaluación del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano**, Mercados Energéticos S.A. Mayo 1999 y Junio 1999
5. **Regulación del Sector Eléctrico 10 años (1996-2006)** por la Superintendencia de Electricidad

Glosario

Acometida.- Son los conductores y accesorios que conectan cualquier punto de la red de distribución con el punto de suministro o instalador del consumidor.

Alta Tensión (AT).-Nivel de tensión igual o superior a 69.000 Volteos

Acceso Abierto.- Es la modalidad bajo la cual operan las instalaciones de transmisión del SIN, excepto aquellas ejecutadas por acuerdos entre un Consumidor No Regulado y un Transmisor, mismas que no son (están) sujetas a pagos regulados.

Baja Tensión (BT).- Nivel de tensión igual o menor a 1.000 Volteos

Calidad de Servicio.- Es el conjunto de condiciones y exigencias de prestación del servicio público de distribución, referida al producto técnico, servicio técnico y servicio comercial.

Capacidad efectiva.- Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada. Para los efectos de la determinación del precio básico de Potencia de Punta, se considerara la temperatura máxima estimada como representativa de las horas que reflejen el periodo de mayor requerimiento del Sistema Interconectado Nacional.

Capacidad Requerida para Seguridad de Área.- En cada área, es la capacidad de generación requerida para mantener el servicio y el abastecimiento de acuerdo a las condiciones de Desempeño Mínimo con la continuidad pretendida. Se determinará teniendo en cuenta en el área la demanda máxima, la capacidad efectiva instalada, la capacidad máxima que se puede tomar de la red dadas las restricciones del sistema, y la indisponibilidad simple de instalaciones en Generación o Transmisión asociadas al área.

Caso fortuito.-Es la acción de las fuerzas de la naturaleza que no hayan podido preverse o que previstas no hayan podido ser evitadas.

Central.- Es el conjunto de una o más Unidades Generadoras ubicadas en un mismo sitio.

Centro de Operaciones.- Es el lugar físico donde el Comité recibe y procesa la información requerida para cumplir sus funciones, y emite las instrucciones y resultados correspondientes a la operación del Mercado.

Consumo Específico De Referencia.- Respecto al combustible de cada Unidad Generadora, se definirá teniendo en cuenta la temperatura y distintos estados de carga de la capacidad efectiva.

Costo De Distribución.- El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía.- Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado período a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión. Se calculará, como el costo de la generación requerida por el despacho económico, excluyendo la generación forzada. Si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha unidad asociado a producir la energía requerida. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el costo marginal de corto plazo de energía será el valor dado por la Unidad Generadora más barata.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado.- Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía que, como valor medio, se espera para un período futuro, dadas las condiciones previstas de demanda, transmisión y oferta de energía.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Horario.- Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de cada hora del día con los resultados de la operación real para el despacho económico. Define el precio de la energía en el Mercado Spot.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía por Bloque Horario.- Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de un bloque de horas.

Costo Marginal de un nodo.- se obtienen como el producto del Costo Marginal del Sistema por el Factor de perdidas de ese nodo, respecto al nodo donde se define el Costo Marginal del Sistema. El cálculo de los factores de perdidas se lo realiza por medio del despacho económico.

Costo Marginal de Potencia de Punta.- Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta del sistema. El nodo de aplicación del Costo Marginal de Potencia de Punta es aquel nodo para el cual se obtiene el menor costo de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta por kilovatio de potencia inyectada a la red.

Costo Medio De Producción De Referencia De Una Unidad Generadora.-Para cada período diario característico, el Comité calculará diariamente, el costo medio de producción de referencia de una Unidad Generadora, utilizando el Precio de Referencia de Combustible en la Central y el consumo específico de referencia de la Unidad Generadora.

Costo de Racionamiento.- Es el costo en que incurren los consumidores al no disponer de energía, debido a restricciones de suministro motivadas por sequía o por indisponibilidad prolongada de unidades generadoras, o de equipos de transmisión.

Desempeño Mínimo.- Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Está definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

Determinación De Los Precios De Referencia De Combustibles.- Precio de Referencia de Combustible. Para las Unidades Generadoras de una Central, es el precio máximo de cada combustible utilizado por dichas Unidades reconocido para el cálculo de costos

variables y costo marginal de corto plazo de la energía. Durante el transcurso de la última semana perteneciente a un mes, el Comité informará a todos los Generadores los Precios de Referencia de Combustibles, que resultan para cada Central en el mes siguiente.

Factor de Pérdidas de Energía.- Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en la unidad marginal.

El Factor de Pérdidas de Energía de un nodo.- mide las pérdidas marginales de transporte entre dicho nodo y el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal.

El factor de pérdidas de potencia de un nodo mide las pérdidas marginales de transporte en un despacho típico para la situación de máxima demanda, en condición de hidrología seca, entre dicho nodo y el nodo más conveniente para incrementar la capacidad de generación de punta. Este nodo será el mismo que se utilice para aplicar el Precio Básico de la Potencia.

Factor de Pérdidas de Potencia.- Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de Potencia de Punta en un nodo, mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta. Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de potencia en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta y el incremento de Potencia de Punta en el nodo.

Media tensión (MT).- Nivel de tensión superior a mil 1.000 Volteos y menor a 69.000 Volteos.

Norma Operativa.- Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado.

Parque Generador Disponible. Es el conjunto de unidades de generación, remuneradas por Potencia Firme Potencia Firme o remuneradas por Reserva Fría Reserva Fría o por Potencia de Punta Generada.

Plan indicativo.- Es el programa de costos mínimo de obras y proyectos de Generación, Transmisión, cuando corresponda, y Distribución, necesario para cubrir el crecimiento quinquenal de la demanda de electricidad en un Sistema Aislado.

Plan de referencia.- Es el programa de obras de generación y transmisión de mínimo valor actualizado de los costos de inversión, operación y racionamiento, que permite satisfacer los requerimientos de la demanda de los próximos diez años, en el Sistema Interconectado Nacional.

Potencia de Punta.- Para el Sistema Interconectado Nacional, es la demanda máxima de potencia que se produce en un período anual, registrada por el sistema de medición comercial. Para un Distribuidor o Consumidor No Regulado es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del Sistema Interconectado Nacional.

Potencia de Punta generada.- es la potencia asignada a una Unidad Generadora Térmica que no es remunerable por Potencia Firme ni Reserva Fría y cuyo generador declare la disponibilidad de dicha unidad en la programación de mediano plazo, en cuyo caso formara parte del Parque Generados Disponible.

Potencia Firme.- Es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica o central hidroeléctrica para cubrir la garantía de suministro del Sistema Interconectado Nacional, y que a lo sumo será su capacidad efectiva. Se asigna de acuerdo a los criterios y procedimientos generales definidos en el presente Reglamento.

Precio Básico de Energía.- Para un bloque horario, es un precio tal que multiplicado por cada una de las cantidades de energía correspondientes al bloque horario, proyectadas en un período determinado, produce igual valor actualizado que el producto de cada una de dichas energías por el costo marginal de corto plazo esperado de energía del bloque horario.

Precio Básico de Potencia de Punta.- Es igual al Costo Marginal de Potencia de Punta.

Precio de Nodo. Es el conjunto de precios constituidos por el precio de nodo de energía, precio de nodo de potencia de punta, el peaje unitario atribuible a los consumos y el cargo por reserva fría.

Precio de Nodo de Energía.- Para cada nodo y cada bloque horario, es el Precio Básico de la Energía del respectivo bloque horario, multiplicado por el Factor de Pérdidas de Energía del nodo.

Precio de Nodo de Potencia de Punta.- Para cada nodo, es el Precio Básico de Potencia de Punta multiplicado por el Factor de Pérdidas de Potencia correspondiente.

Precio De Referencia De Una Unidad Generadora.- El Comité definirá los precios de referencia de una Unidad Generadora, en cada período diario, adicionando al costo medio de producción de referencia de la Unidad Generadora el costo de operación y mantenimiento

Programa De Operación Óptimo.- El programa de operación óptimo, que minimice el costo de operación y racionamiento para el período de estudio correspondiente, es el programa que determina el Comité en la programación de mediano plazo.

Punto de Medición.- Es el punto físico donde están conectados los sistemas de medición.

Punto de Suministros.- Es el punto físico donde está conectada la acometida del consumidor a la red eléctrica del Distribuidor

Re despacho.- Durante la operación en tiempo real, el Comité adecuará el pre-despacho a los requerimientos de la operación del sistema y variaciones en las condiciones de la oferta y la demanda.

Reserva Fría.- Para un área determinada, es la potencia asignada a una Generadora térmica no remunerada por Potencia Firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una Unidad Generadora remunerada por Potencia Firme

Sistema económicamente Adaptado.- Es el Sistema eléctrico dimensionado de forma tal que permite el equilibrio costo mínimo y manteniendo la calidad del suministro.

Sistema de Medición.- Es el conjunto de equipos y componentes necesarios para la medición del suministro de la energía activa, reactiva, demandas máximas o de otros parámetros involucrados en el servicio público de distribución de electricidad

Servicio de Transporte en Distribución.- Es el servicio que prestan los Distribuidores por el uso de sus instalaciones a otros agentes del mercado

Tasa De Actualización.- La tasa de actualización a utilizar será de diez por ciento (10%) anual, en términos reales. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio. La nueva tasa de actualización fijada por el Ministerio no podrá diferir en más de dos (2) puntos porcentuales de la tasa vigente.

Tensión Secundaria.- Es el valor eficaz de la tensión medida en el punto de la red Baja Tensión del Distribuidor donde deriva la Acometida

Unidad Generadora.- Es la máquina utilizada para la producción de electricidad.

Unidad Generadora Forzada.- Es la unidad que resulta generando en forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema.

Unidad Generadora Marginal.- Es la Unidad Generadora requerida para satisfacer un incremento de demanda en un despacho económico, realizado por el Comité, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el presente Reglamento.

Unidad Operativa.- Es la Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Anexos

Anexo 1 - Nomenclatura

MEM : Mercado Eléctrico Mayorista
 CNDC : Comité Nacional de Despacho de Carga
 STI : Sistema Troncal de Interconexión
 SIN : Sistema Interconectado Nacional

Empresas Eléctricas

Generación

COBEE : Compañía Bolivia de Energía Eléctrica S.A.
 EGSE : Empresa Eléctrica Cuarcachi S.A.
 CORANI : Empresa Eléctrica Corani S.A.
 VHE : Empresa Eléctrica Valle Hermosos S.A.
 CECBB : Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo
 ERESA : Empresa Río Eléctrica S.A.
 HIDROBOL: Hidroeléctrica Bolivia S.A.
 SYNERGIA: Sociedad Industrial Energética y Comercial Andino S.A.
 SDB : Servicios de Desarrollo de Boliviano S.A.
 GBE : Guabirá de Energía S.A.

Empresas de Transmisión

TDE : Transportadora de Electricidad S.A.
 ISA : Interconexión de Eléctrica ISA Bolivia
 SCTESA : San Cristóbal Tesa

Empresas de Distribución

CRE : Cooperativa Rural de Electrificación
 ELECTROPAZ: Electricidad de la Paz
 ELFEC : Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A.

ELFEO : Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A.

CESSA : Compañía Eléctrica de Sucre S.A.

SEPSA : Servicios Eléctricos Potosí

Consumidores No regulados

EMIRSA : Empresa Minera Inti Raymi S.A.

EMVINTO: Empresa Metalurgia Vinto S.A.

COBOCE : COBOCE LTDA.

EMSC : Empresa Minera San Cristóbal

IAGSA: Ingenio Azucarero Guabirá S.A.

Anexo 2: Obligaciones y derechos de los agentes del mercado

 **Obligaciones Generales.**- Acatar a la autoridad operativa del Comité, cumpliendo sus instrucciones para la operación del SIN:

- a) Suministrar en la Comité en tiempo y forma toda la información que corresponda y sea requerida para el despacho y programación diarios, semanal y estacional.
- b) Suministrar al Comité información fidedigna sobre las cantidades de energía, potencia y la duración de los contratos pactados en el mercado de Contratos
- c) Participar en la coordinación del mantenimiento programado del equipo de generación y transmisión del SIN

 **Obligaciones Específicas.**- Los Agentes del Mercado estarán sometidos a las siguientes obligaciones específicas:

De los Generadores

- a) Acatar las instrucciones del Comité para la operación del sistema, especialmente las referidas a arranque y parada de máquinas, mantenimiento de la reserva rotante, y contribución a la regulación de tensión y frecuencia de acuerdo a las condiciones de desempeño mínimo³⁸.
- b) Suscribir un contrato de conexión con el Transmisor, estipulando que el uso de las instalaciones de transporte por el Generador estarán sujetas a los precios regulados de transmisión.

De los Transmisores

- a) Brindar libre acceso no discriminatorio a la capacidad de transporte disponible, a todo Agente del Mercado que la solicite.

³⁸ Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Está definido por los rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

b) Procesar en tiempo y forma las solicitudes de acceso a la capacidad existente y las solicitudes de ampliaciones. Cumplir la prohibición de comprar electricidad para la venta a terceros.

c) Informar semestralmente a los Agentes del Mercado sobre la evolución previsible de la demanda de capacidad de transporte y de la oferta de este servicio para los siguientes cuatro años.

De los Distribuidores

Suministrar al Comité en tiempo y forma información fidedigna respecto de la demanda bajo su responsabilidad, que forman parte de los requerimientos para la programación y despacho diario, semanal y estacional.

De los Consumidores No Regulados

a) Contar con una capacidad instalada igual o mayor para su habilitación como Agente del Mercado.

b) Cumplir con el procedimiento de autorización establecido por la Superintendencia de Electricidad. Si está conectado a una red de distribución, dicho procedimiento incluirá suministrar la documentación que avala que no tiene deudas pendientes con su Distribuidor.

Derechos Generales

a) Acceder al Mercado y a sus precios, sin limitaciones impuestas por otros Agentes del Mercado, ni discriminaciones; suscribir contratos con otros Agentes del Mercado.

b) Recibir toda la información elaborada por el Comité sobre la programación de la operación, o sobre los resultados de la operación;

c) Recibir del Comité, sin costo, la base de datos y modelos desarrollados por el Comité utilizados en la programación de la producción y en el cálculo de los precios.

 Derechos Específicos***De los Generadores***

Acceder por un precio, no superior al máximo regulado, a las instalaciones de transporte de electricidad de Transmisores y Distribuidores, que le permitan realizar transacciones en el Mercado.

De los Transmisores

Recibir en tiempo y forma, de parte de los usuarios los pagos correspondientes al servicio de transmisión, deducidos los descuentos y penalidades por indisponibilidad; Proponer al Comité la expansión de sus instalaciones, que considere necesarias para la óptima operación del sistema de Transmisión.

De los Distribuidores

Comprar al Precio Spot el remanente de su obligación de contratar, y cuando como resultado del concurso no hubiera contratado su porcentaje obligado, con la respectiva autorización de la Superintendencia; Participar en concursos de precios, y celebrar contratos de suministro con Consumidores No Regulados de su zona de Concesión, en competencia con los Generadores.

De los Consumidores No Regulados

Elegir libremente el suministrador de electricidad en el Mercado; Comprar electricidad para cubrir su demanda, a través del Mercado de Contratos y/o del Mercado Spot (más adelante lo vamos a desarrollar); y; Acceder libremente, a cambio de una tarifa regulada, a instalaciones de transporte de electricidad de Transmisores y Distribuidores, cualquiera sea su propietario, que le permita Realizar transacciones en el Mercado.

Anexo 3: Flujo Óptimo

1. Flujo Óptimo de potencia

La solución del problema de flujos de potencia factibles nos brinda la información necesaria de una sistema eléctrico de potencia bajo un régimen estacionario y que cada una cuenta con condiciones particulares. Este procedimiento de cálculo se los puede describir de la siguiente manera:

- Formulación de un modelo matemático apropiado que nos representa con exactitud las relaciones existentes entre los diferentes parámetros involucrados en el proceso de solución del flujo de potencia factible
- Especificación de los límites impuestos por las condiciones del sistema en sus parámetros de voltaje, potencia, etc.
- Especificación e identificación de cada barra (nodos del sistema)
- Estimación de los parámetros de estado a través de una solución del problema planteado, obteniendo así los voltajes en barras tanto en modulo como argumento
- Obtención de los parámetros de potencia inyectada, perdidas de potencia, flujos de potencia.

El objetivo de flujo optimo de potencia es operar el sistema de generación y ajuste los parámetros de control de basándose en un criterio global y no así en función a varios criterios locales. Esto se puede lograr definiendo una función objetivo y encontrando su optimo (máximo o mínimo), siendo este el problema de optimización de una función objetiva escalar.

1.1 Alternativas de la Función Objetiva

Para la optimización se define una función: $f = f(x,u)$

Donde f puede ser la función de los costos instantáneos de operación en función de las perdidas totales del sistema o cualquier otra función que se desee determinar. A continuación consideramos los siguientes casos:

a) Flujo optimo de potencia activa

La potencia activa puede ser controlada por la potencia activa del generador, donde la función objetiva es referida a los costos instantáneos de precisión:

$$f(u) = \sum K_i P_{Gi}$$

Donde:

K_i Función de costos de cada planta de producción

P_{Gi} Potencia activa de generación

La solución puede ser obtenida por medio de un Despacho Económico exacto y que la variable de control será la potencia activa de generación

b) Flujo Óptimo de Potencia reactiva

Los parámetros de control que se consideran por la optimización de potencia reactiva son el modulo de tensión en barras PV y en barra slack, mas la precisión de taps en los transformadores. Se toman estos parámetros de control ya que están en función en forma directa al flujo de potencia reactiva. Al tener el modulo de tensión en la barra slack como parámetro que varia entre limites (superior e inferíos), ambas son funciones por que ya no decimos la tensión con el sistema , sino mas bien cierran el balance de potencia el que no puede ser fijado en un principio porque se desconocen las perdidas del sistema.

La función objetiva a minimizar corresponde exclusivamente a las perdidas totales del sistema (despreciando el problema de costo del combustible). La función objetiva que minimiza las perdidas corresponde con la barra slack ya que esta barra aparte de contribuir al balance de potencia también provee la potencia adicional para compensar las perdidas de transmisión.

La reducción de pérdidas se logra modificando las tensiones en las barras de Q. en la optimización se deben controlar los limites físicos de potencia reactiva de generación así como los limites operativos de voltaje.

Anexo 4: Tablas

Tabla 1: **Características de la unidad térmica para las Temperatura
Media Anual de cada central
(Mayo 2003-Octubre 2003)**

Unidad	Temp.	Potencia	Rendimiento Térmico a Temp. Media			O&M	Curva lineal de costo		Costos		
		Inyección	50%	75%	100%				US\$ MWh		
	°C	MW	BTU/kWh	BTU/kWh	BTU/kWh	US\$/MWh	a	b	AL 81%	AL 86 %	AL 91 %
GCH1	25	22.35	14.880	12.944	11.971	0.00	24.61	3.37	4.70	4.63	4.56
GCH2	25	19.60	16.372	13.671	12.595	0.00	27.68	3.28	4.99	4.89	4.80
GCH4	25	19.96	16.843	13.897	12.834	0.00	29.78	3.28	5.09	4.98	4.89
GCH6	25	20.87	16.435	13.725	12.644	0.00	29.58	3.29	5.01	4.91	4.82
GCH7	25	21.52	14.798	12.748	11.850	0.00	23.83	3.31	4.65	4.57	4.50
GCH8	25	22.51	14.576	12.557	11.672	0.00	24.56	3.26	4.58	4.50	4.44
GCH9	25	58.77	13.653	11.260	10.070	1.46	79.68	3.87	5.51	5.42	5.33
GCH10	25	58.77	13.653	11.260	10.070	2.16	79.68	4.57	6.22	6.12	6.04
BOL 1	25	42.70	10.516	9.420	8.715	1.04	31.90	3.72	4.59	4.54	4.50
BOL 2	25	42.70	10.516	9.420	8.715	1.04	31.90	3.72	4.59	4.54	4.50
CAR 1	25	54.20	11.916	10.406	9.830	2.16	49.17	5.47	6.56	6.50	6.44
CAR2	25	54.20	11.916	10.406	9.830	2.16	49.17	5.47	6.56	6.50	6.44
VHE1	18	18.25	14.989	12.837	11.908	2.16	24.52	5.97	7.60	7.51	7.42
VHE2	18	18.25	14.989	12.837	11.908	2.16	24.52	5.97	7.60	7.51	7.42
VHE3	18	18.25	14.989	12.837	11.908	2.16	24.52	5.97	7.60	7.51	7.42
VHE4	18	18.25	14.989	12.837	11.908	2.16	24.52	5.97	7.60	7.51	7.42
KEN 1	10	8.88	16.028	13.051	12.145	2.16	36.89	11.11	16.17	15.88	15.61
KEN 2	10	8.88	16.028	13.051	12.145	2.16	36.89	11.11	16.17	15.88	15.61
KAR 1	8	14.24	13.441	12.149	11.231	1.46	11.54	4.68	5.68	5.62	5.57
ARJ 8	14	18.28	14.104	12.378	11.475	1.04	56.45	11.22	14.96	14.74	14.55
ARJ1	14	2.65	0	8.550	8.454	3.069	82.75	1.00	38.78	36.67	34.63
ARJ 2	14	2.65	0	8.550	8.454	3.069	82.75	1.00	38.78	36.67	34.63
ARJ 3	14	2.65	0	8.550	8.454	3.069	82.75	1.00	38.78	36.67	34.63
ARJ 5	14	2.65	0	8.903	8.803	3.069	86.06	1.00	40.30	38.09	35.98
ARJ 6	14	2.65	0	8.903	8.803	3.069	86.06	1.00	40.30	38.09	35.98

Fuente: Unidad operativa del Comité Nacional de Despacho