

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

### **ANÁLISIS DE LA REMUNERACIÓN DE POTENCIA EN UN MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA: PROPUESTAS PARA APLICACIÓN EN EL ECUADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
EN ELECTRÓNICA Y CONTROL**

**SORAYA SALOME MOLINA JARAMILLO**  
sorayapmj@yahoo.es

**DIRECTOR: Ing. Eduardo Cazco C.**  
ecazco@hotmail.com

**QUITO, 26 DE SEPTIEMBRE DEL 2008**

## **DECLARACIÓN**

Yo, SORAYA SALOME MOLINA JARAMILLO, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**Soraya Molina Jaramillo**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por: Soraya Salome Molina Jaramillo, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Eduardo Cazco C.**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por guiarme y protegerme durante todas las etapas de mi vida.

Agradezco Al Ing. Eduardo Cazco C. por su sabiduría y consejos, por creer en mí, guiarme y colaborar en la realización de este trabajo.

Agradezco a todos los profesores de la Escuela Politécnica Nacional, por compartir sus conocimientos y experiencias con los estudiantes.

## DEDICATORIA

A mis padres Edmundo Molina y Wilma Jaramillo, a mis hermanos que juntos hemos conseguido metas a pesar de las adversidades que se han presentado en nuestro trayecto de la vida.

A mi esposo P. Salvador, a mi hija Kelly, por ayudarme y darme lo mas hermoso de la vida, amor.

Al Ing. Eduardo Cazco por brindarme todo su apoyo y comprensión, por su tiempo valioso que me brindó para guiarme y culminar con el desarrollo de esta tesis.

Y a todas las personas que de alguna manera intervinieron para culminar con este trabajo y de esta manera ayudarme a conseguir una de mis metas, Ing. Mario Barba, Sra Marietita Palacios e Ing. Wilson Tacle.

Soraya Molina

# CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN :	
.....	¡ERROR!
MARCADOR NO DEFINIDO.	
AGRADECIMIENTO:.....	III
DEDICATORIA:.....	IV
CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	X
PRESENTACIÓN.....	XII

## CAPÍTULO 1

### MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

1.1 INTRODUCCION .....	13
1.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	13
1.2.1 DEFINICIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	13
1.2.2 CARACTERÍSTICAS.....	13
1.2.3 ACTIVIDADES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	14
1.2.4 ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	16
1.2.5 OPERACIÓN FÍSICA .....	16
1.2.6 OPERACIÓN ECONÓMICA.....	17
1.2.7 LA OPERACIÓN COMERCIAL .....	17
1.3 MODELOS DE ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA .....	17
1.3.1 MODELO VERTICALMENTE INTEGRADO.....	17
1.3.2 MODELO POOL Y LOS COMERCIALIZADORES.....	18

1.3.3	MODELO BOLSA DE ENERGÍA-OPERADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA (ISO) Y LOS COMERCIALIZADORES. ....	18
-------	--	----

## **CAPÍTULO 2**

### **PAGOS POR CAPACIDAD**

2.1	INTRODUCCIÓN.....	22
2.2	CARACTERÍSTICAS DEL CARGO POR CAPACIDAD .....	22
2.2.1	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA .....	24
2.2.2	PROBABILIDAD DE PERDIDA DE DEMANDA (LOLP).....	26
2.2.3	LA PERDIDA DE DEMANDA ESPERADA (LOLE) .....	27
2.3	MODELOS DE LA REMUNERACIÓN POR CAPACIDAD .....	27
2.3.1	MODELO DE MERCADO PURO DE ENERGÍA .....	28
2.3.2	PAGO POR CAPACIDAD .....	30
2.4	MERCADOS DE CAPACIDAD .....	33
2.4.1	RESERVAS OPERATIVAS .....	34
2.4.2	CAPACIDAD INSTALADA.....	35
2.5	MODELO PARA EVALUAR INCENTIVOS POR CAPACIDAD .....	36
2.6	MERCADOS DE DISPONIBILIDAD .....	37
2.7	PAGOS POR CAPACIDAD POR MEDIO DE ENERGÍA.....	39
2.8	PAGO EXPLÍCITO POR POTENCIA.....	41
2.9	MERCADOS DE CAPACIDAD POR OPCIONES FINANCIERAS .....	41

## **CAPÍTULO 3**

### **EXPERIENCIA INTERNACIONAL DEL PAGO POR CAPACIDAD**

3.1	INTRODUCCION.....	43
3.2	EXPERIENCIAS EUROPEAS Y LATINOAMERICANAS .....	43
3.2.1	NORD POOL.....	43
3.2.1.1	Funcionamiento del mercado eléctrico .....	43

3.2.1.2	Agentes que participan .....	45
	Tabla 3.1.- Transmisión en el Nordpool.....	45
3.2.1.3	Actividades en el NORD POOL .....	45
3.2.1.4	Tipos de contratos que se transan en el NORD POOL.....	46
3.2.1.5	Cargo por capacidad.....	46
3.2.2	ESPAÑA .....	47
3.2.2.1	Funcionamiento del mercado eléctrico .....	47
3.2.2.2	Agentes que participan .....	47
3.2.2.3	Actividades que se desarrollan .....	49
3.2.2.4	Tipo de contratos que se transan en españa.....	49
3.2.2.5	Cargo por capacidad en españa.....	49
3.2.3	COLOMBIA .....	51
3.2.3.1	Funcionamiento del mercado eléctrico .....	52
3.2.3.2	Agentes que participan .....	52
3.2.3.3	Actividades que se desarrollan .....	52
3.2.3.4	Tipo de contratos que se transan en colombia .....	53
3.2.3.5	Cargo por capacidad (confiabilidad) .....	53
3.2.4	INGLATERRA & GALES.....	57
3.2.4.1	Funcionamiento del mercado eléctrico .....	57
3.2.4.2	Agentes que participan .....	58
3.2.4.3	Actividades que se desarrollan .....	58
3.2.4.4	Tipo de contratos que se transan.....	59
3.2.4.5	Cargo por capacidad.....	59
3.2.5	PERÚ .....	60
3.2.5.1	Funcionamiento del mercado eléctrico .....	60
3.2.5.2	AGENTES QUE PARTICIPAN.....	60
3.2.5.3	Actividades que se desarrollan [93] .....	61
3.2.5.4	Tipo de contratos que se transan.....	62
3.2.5.5	Cargo por capacidad.....	62
3.3	COMPARACIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES .....	63



## CAPÍTULO 4

### EL MEM ECUATORIANO Y EL PAGO POR CAPACIDAD

4.1	INTRODUCCIÓN.....	65
4.2	ESTRUCTURA DEL SECTOR ECUATORIANO .....	65
4.2.1	MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	67
4.2.1.1	Funcionamiento del mercado electrico mayorista.....	67
4.2.1.2	Agentes que participan en el mem.....	69
4.2.1.3	Actividades que se desarrollan en el mem .....	71
4.2.1.4	Tipo de contratos que transan en el mem.....	71
4.3	PAGO POR CAPACIDAD: ANÁLISIS DE LA NORMATIVA VIGENTE .....	73
4.3.1	Precio Unitario de Potencia (PUP) .....	73
4.3.2	CONCEPTOS DE POTENCIA SUJETOS A LA REMUNERACION... ..	75
4.3.3	CÁLCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN [31] (PRPD).....	75
4.3.4	DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN .....	79
4.3.5	PERIODOS HORARIOS .....	82
4.3.6	DESPACHO HORARIO.....	83
4.3.7	APLICACIÓN DE DEFINICION DE POTENCIA REMUNERABLE (PR) 83	
4.3.8	LIQUIDACION DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION. ....	83
4.3.9	CONCLUSION SOBRE EL MODELO VIGENTE AL PAGO POR CAPACIDAD.....	87
4.4	COMPARACIONES DEL PAGO POR POTENCIA EN EL ECUADOR CON OTROS MODELOS.....	88
4.5	CONCLUSIONES DEL MODELO ECUATORIANO. ....	94

## CAPÍTULO 5

### PROPUESTA DE NORMATIVA SOBRE REMUNERACIÓN DE CAPACIDAD EN EL ECUADOR

5.1	INTRODUCCIÓN.....	111
5.2	PROPUESTAS PARA LA ALTERNATIVA 1.....	111
5.3	PROPUESTAS PARA LA ALTERNATIVA 3.....	113

## **BIBLIOGRAFÍA**

## RESUMEN

En esta Tesis: “ANÁLISIS DE LA REMUNERACIÓN DE POTENCIA EN UN MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA: PROPUESTAS PARA APLICACIÓN EN EL ECUADOR”, tiene como objetivo principal analizar los criterios y métodos para la remuneración de potencia en un mercado eléctrico mayorista y plantear alternativas para el mercado eléctrico ecuatoriano

- En el desarrollo del presente Proyecto de Titulación se investigaron diferentes modelos de remuneración, entre los que se encuentra los siguientes:

Acerca de los mercados eléctricos, y las remuneraciones más importantes que perciben los generadores, a un pago por la energía producida y un pago por la capacidad o potencia. En general, estudiando ventajas, en los diferentes modelos:

- Modelo de mercado puro de energía
- Pago por capacidad y por energía
- Modelos para incentivos de la capacidad
- Mercados de disponibilidad
- Pagos por capacidad por medio de energía.
- Pago explícito por potencia
- Mercados de capacidad por opciones financieras

Se hace realiza un análisis en los países sobre la remuneración por capacidad que tiene los siguientes conceptos generales:

- España: Garantía de Potencia
- Bolivia: Potencia firme
- Colombia: Cargo por Confiabilidad

En esos mercados la remuneración por la capacidad o potencia se establece como una señal para atraer inversión en la generación, y, en el caso de los

sistemas con modelos marginalistas, permite completar los ingresos de los generadores, dado que no siempre la renta inframarginal es suficiente para cubrir los costos totales de producción de la energía.

En el Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador los generadores perciben dos remuneraciones principales: por energía y por potencia: La energía se remunera en función de los costos marginales del mercado y la potencia se remunera considerando criterios de disponibilidad de las plantas generadoras en el período crítico (estiaje), con un precio unitario de potencia que corresponde a una turbina a gas, para operación en el pico del sistema.

Se analizó, la Constitución Política de la República del Ecuador, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el Reglamento General de la LRSE, y el Reglamento del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista los mismos que tratan del pago que reciben los generadores.

Se concluye que se puede plantear dos alternativas para Remunerar la potencia incluyendo una revisión de los requisitos que debe cumplir el actual sistema del sector eléctrico.

Finalmente, en base a todo el análisis se propone una normativa, para implementar al pago por capacidad.

## PRESENTACION

En el capítulo uno se realiza una breve descripción conceptual de un Mercado Eléctrico Mayorista-MEM, las actividades que se desarrollan y los Modelos de Organización del mismo.

En el capítulo dos se analizan los conceptos del pago por capacidad en general, sus ventajas, características y finalmente se estudian los diferentes modelos del cargo por capacidad.

En el capítulo tres se realizó un análisis el cargo por capacidad vinculado a la forma del funcionamiento del mercado eléctrico en el Nord Pool, España, Colombia, Perú e Inglaterra y Gales, lo cual permite preparar un cuadro comparativo en el que se resume la experiencia internacional europea y latinoamericana.

En el capítulo cuarto se analiza el funcionamiento, la organización, los agentes, y las actividades que se realizan en el mercado eléctrico mayorista de Ecuador; Finalmente se analiza los contratos que se transan y la remuneración por potencia en el Ecuador.

En el capítulo quinto se proponen las reformas normativas para implementar las alternativas 1 y 3 de remuneración de capacidad o potencia eléctrica estudiadas en el Capítulo 4.

Las propuestas se hacen a diferentes cuerpos normativos vigentes, tales como

- Ley del Régimen del Sector Eléctrico - LRSE
- Reglamentos Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM
- Regulación del Cálculo de la Potencia Remunerable puesta a Disposición – PRPD, otras regulaciones.

En el capítulo sexto se presentan las conclusiones y recomendaciones más relevantes de este trabajo.

# **CAPÍTULO 1**

## **MERCADO ELECTRICO MAYORISTA**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

En este capítulo, se realiza una breve descripción conceptual de un Mercado Eléctrico Mayorista-MEM, las actividades que se desarrollan y los Modelos de Organización del mismo.

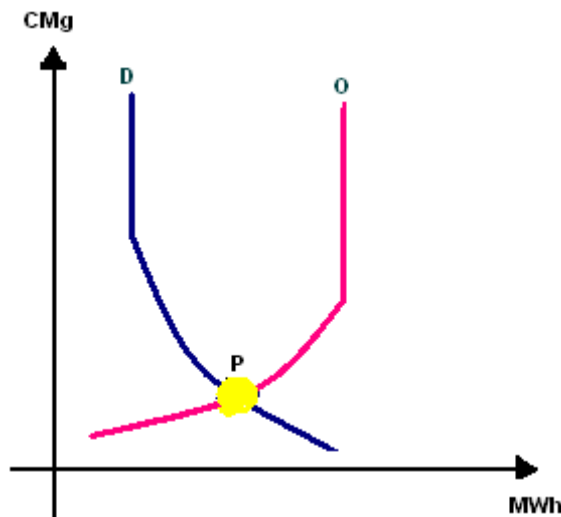
### **1.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

#### **1.2.1 DEFINICIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

Es el mercado de producción en donde se realizan las transacciones comerciales de compra y venta de energía eléctrica entre los agentes del mercado y de otros servicios relacionados con el suministro de electricidad.

#### **1.2.2 CARACTERÍSTICAS**

El Mercado Eléctrico Mayorista optimiza el uso de los recursos energéticos disponibles para abastecer a la demanda eléctrica, al menor costo posible, respetando los requerimientos de calidad de servicio establecidos y con reglas para la sanción de precios que reflejen el costo económico de abastecimiento. Se debe esperar que en el mercado existan condiciones favorables de competencia en la oferta, ya que al converger con la demanda, se define el precio de la energía como el costo marginal del abastecimiento. Dicho valor representa precisamente el precio que los compradores están dispuestos a pagar por sus requerimientos de energía. En el mercado existen organismos que se encargan de la coordinación de la operación y de realizar un despacho óptimo de la oferta garantizando en cada momento el balance entre la producción y el consumo.



**Figura 1.2.2.** Característica del Mercado Eléctrico Mayorista.

La desregulación y reestructuración del mercado eléctrico que ocurrió en las décadas recientes dio paso a un mercado de libre competencia en generación, que en algunos casos ha tenido problemas por falta de incentivos, mecanismos o señales suficientes de inversión para la instalación de nuevas plantas generadoras.

Uno de los incentivos que tienen las empresas generadoras y que ha motivado varios cambios en el mercado eléctrico mayorista es el Pago por Capacidad, que remunera la disponibilidad o confiabilidad de las centrales de generación. Esto es, usualmente, una remuneración adicional al pago de la energía producida.

En un MEM se desarrollan las actividades de Generación y Transmisión ocasionalmente se incluye la Distribución y Comercialización.

### **1.2.3 ACTIVIDADES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

#### **1.2.3.1 Generación**

Los Generadores o productores de energía eléctrica [92] tienen la función de generar energía eléctrica, así como construir, operar y mantener las centrales de producción.

La Generación es producida por compañías privadas y estatales, dentro de un mercado eléctrico competitivo y mayormente liberalizado, suministran energía a distribuidores o grandes consumidores a través de contratos o a través del MEM, y esta abierta a todos aquellos que deseen efectuar inversiones de riesgo.

#### **1.2.3.2 Transmisión**

Corresponde al transporte de energía eléctrica por la red interconectada, con el fin de suministrar a las distribuidoras y consumidores finales, también para atender los intercambios internacionales. La transmisión en varios países es considerada como un monopolio regulado.

#### **1.2.3.3 Distribución**

La distribución es realizada por las empresas eléctricas de distribución que son las encargadas de distribuir la electricidad a sus consumidores finales a través de sus redes eléctricas con el objeto de abastecer la demanda en condiciones de calidad y confiabilidad.

Los distribuidores operan en las redes localizadas en el sistema de distribución, encargándose del mantenimiento y del planeamiento de expansión de sus redes eléctricas.

#### **1.2.3.4 Comercialización**

Esta actividad consiste en la venta, facturación y atención al cliente final, en mercados liberalizados se ha separado de la generación y de la distribución y en otros mercados centralizados es realizada por las empresas distribuidoras.

La comercialización como actividad separada, en la que actúan agentes comercializadores se ha realizado en países como Inglaterra, Colombia, España.



#### **1.2.4 ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

Desde el punto de vista teórico se tiene diversas formas de organizar un mercado eléctrico mayorista. Sin embargo, en la práctica se han implementado los modelos de tipo Pool y sistemas en base a contratos bilaterales. Como consecuencia de este cambio estructural se ha generado una descentralización de los procesos de decisión y una nueva redistribución de responsabilidades de los distintos agentes del mercado, es decir, que para una organización eficiente del mercado eléctrico lo fundamental para que funcione correctamente son:

- Leyes, reglamentos, regulaciones que se establezcan dentro del marco eléctrico.
- Administración del MEM: Encargada de la operación física, económica y comercial.
- Agentes que integran el MEM.
- Oferta: depende de las distintas plantas de generación e importación de la energía.

#### **1.2.5 OPERACIÓN FÍSICA**

La Operación [46] física garantiza el abastecimiento de suministro de energía al sistema eléctrico. A continuación se describen las siguientes funciones:

- Determina la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión.
- Comunicar la planificación de la operación de corto plazo del sistema eléctrico a sus integrantes para que ellos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.
- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de seguridad y calidad de servicio, incluyendo la administración, entre otras, la reserva de potencia del sistema,

la regulación de frecuencia, y la desconexión de carga en barras de consumo.

- Coordinar el mantenimiento preventivo de las unidades generadoras del sistema y del Sistema de Transmisión.
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.

### **1.2.6 OPERACIÓN ECONÓMICA**

La operación económica [52] consiste en el uso eficiente de los recursos de los agentes del MEM. A continuación sus funciones:

- Planificar la operación del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible.
- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la operación del sistema.

### **1.2.7 LA OPERACIÓN COMERCIAL**

Esta operación está basada en la administración del mercado eléctrico que:

- Determina y valoriza las transferencias totales de electricidad entre los integrantes del sistema eléctrico, considerando sus ingresos y retiros.
- Elabora los informes que las leyes y reglamentos determinen.
- Garantiza el libre acceso a los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

## **1.3 MODELOS DE ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA**

### **1.3.1 MODELO VERTICALMENTE INTEGRADO**

El modelo verticalmente integrado [5] es un sistema eléctrico que es administrado por un monopolio que ha estado a cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

En un comienzo los sistemas eran pequeños, con solo unas cuantas unidades de generación que eran administradas centralmente, con el tiempo estos sistemas crecieron y se interconectaron con otros naciendo así el modelo verticalmente integrado.

Este modelo fue ampliamente aceptado hasta fines de los años 70, cuando las economías de escala en generación restringían la posibilidad de competencia en el sector eléctrico. Actualmente se piensa que la razón que retardó este cambio no fueron las economías de escala, si no lo difícil que resulta cuantificar las interacciones en la red.

En la actualidad todavía es posible encontrar ejemplos de este modelo, en particular en aquellos países en que el mercado eléctrico aún no ha sido desregulador y en los sistemas aislados

### **1.3.2 MODELO POOL Y LOS COMERCIALIZADORES**

En el modelo clásico de Pool o centralizado se implementa un mercado obligatorio en el cual, suministradores y consumidores renuncian a establecer relaciones comerciales directas entre ellos. Las compras y ventas de energía son determinadas y valorizadas por el Operador de Mercado (OM) a base de una optimización de los costos totales del sistema.

Dependiendo del esquema elegido, suministradores y consumidores emiten ofertas o curvas de costos al OM. El plan de operación resultante es transferido a los Operadores del Sistema (OS), quienes verifican la factibilidad técnica del mismo.

### **1.3.3 MODELO BOLSA DE ENERGÍA-OPERADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA (ISO) Y LOS COMERCIALIZADORES.**

#### **1.3.3.1 Power exchange (PX)**

Es una bolsa de energía (corporación pública sin fines de lucro) de libre acceso para generadores y comercializadores, en la que éstos pueden transar su

producción o demanda libremente. Es como un administrador de los contratos bilaterales independientes del PX que hace de nexo entre todos los clientes de los servicios de transmisión y el Operador Independiente del Sistema-ISO.

### **1.3.3.2 Comercializadores (Power marketer)**

Los comercializadores generalmente no son propietarios ni de generación ni de distribución. Ellos son intermediarios, los cuales obtienen utilidades de la compra-venta de energía.

Los comercializadores pueden competir con las compañías distribuidoras, debido a que pueden lograr una alta eficiencia al concentrar sus esfuerzos en las transacciones económicas, separando su función de los aspectos físicos de los que involucra el abastecimiento de energía eléctrica.

### **1.3.3.3 ISO o Power Pool**

Es el Operador Independiente del sistema-ISO, responsable de proporcionar la información del sistema interconectado, incluyendo todas las condiciones que influyen en el despacho, los programas de despacho aceptados, los precios hora-hora y cualquier instrucción de operación para el día-antes.

El Power Exchange crea un mercado spot para la energía de la hora-antes y el día-antes, por medio de subastas de generación y ofertas de demanda, usando reglas y protocolos transparentes. Esta instancia reúne a los participantes del mercado que no han satisfecho todas sus necesidades de compra-venta de energía con contratos bilaterales.

### **1.3.3.4 Bolsa de Energía (BE).**

La Bolsa de Energía es un Sistema utilizado en el mercado mayorista para que generadores y comercializadores efectúen transacciones de energía hora-hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos garantizados de compra de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el

Reglamento de Operación, por tanto, es un sistema que recibe ofertas por la compra-venta de energía y el cálculo del precio de mercado. La BE no detalla aspectos técnicos como congestiones y complementarios, ya que su orientación se basa en lo comercial.

### **1.3.3.5 Operador Independiente del Sistema (ISO)**

Es una entidad que opera los sistemas de transmisión para participar en el envío de electricidad a cargo de compañías de servicios propietarias de este proceso, pero que funciona en forma independiente. Los ISOs están diseñados para asegurar que las compañías dueñas de los recursos de transmisión no los utilicen en su propio beneficio obteniendo ventajas en los precios de generación.

Las funciones del Operador del Sistema (ISO) deriva de las siguientes características de la energía eléctrica:

- Se consume en el mismo tiempo en que se produce.
- Se transmite mediante el sistema de transmisión.

También tiene la función de realizar previsiones, gestionar las restricciones y de mantener la generación para cubrir con la demanda a cada instante.

El objetivo es de garantizar la seguridad de la energía y coordinar la generación y transporte de electricidad.

### **1.3.3.6 Modelo de Contratos Bilaterales Físicos**

En un mercado basado en contratos bilaterales físicos, suministradores y consumidores establecen libremente relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador. Estas relaciones se basan en un intercambio directo de ofertas entre los participantes del mercado.

Lo que caracteriza a un contrato bilateral físico es su relación directa con el despacho de la operación resultante. Mediante el contrato de abastecimiento de

energía, el suministrador asegura la inyección en el sistema de la potencia especificada en un plan de operación, por parte de sus unidades de generación.

A su vez, las cargas administradas por el consumidor que toma parte en el contrato, deben orientar sus consumos a la potencia especificada en el plan de operación antes mencionado.

En este caso, las funciones del OS y el OM se realizan en forma integrada, generalmente por una sola entidad que toma ambos roles. Así, en base a criterios predefinidos de seguridad y confiabilidad, el operador del sistema determina la factibilidad y los servicios de red requeridos para la realización técnica del contrato bilateral físico solicitado.

Finalmente, utilizando una metodología establecida, se calcula el peaje resultante para la transacción bilateral. La evolución en el tiempo del despacho de la operación de este tipo de sistemas, es función directa del tiempo de duración de los contratos bilaterales físicos.

## **CAPÍTULO 2**

### **PAGOS POR CAPACIDAD**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En el capítulo 2 se analizan los conceptos del pago por capacidad en general, sus ventajas, características y finalmente se estudian los diferentes modelos del cargo por capacidad.

#### **2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CARGO POR CAPACIDAD**

El pago por capacidad tiene por objetivo incentivar la inversión en centrales de generación eléctrica.

La teoría económica marginalista aplicada al sector eléctrico muestra que la señal más veraz, para contribuir a alcanzar un determinado nivel de confiabilidad en el suministro en el largo plazo, es la remuneración a cada agente por su contribución a la confiabilidad del sistema.

Un mercado que contiene pagos por capacidad busca, principalmente, estabilizar los ingresos de los generadores, poniendo énfasis en la unidad de punta, ya que estas operan por periodos cortos de tiempo, de modo que deben tener suficientes ingresos para permanecer en el mercado.

Otro aspecto muy importante y relacionado es la creación de mecanismos que motiven, premien o garanticen el suministro de la energía en el mediano y largo plazo, es decir establecer reglas o mecanismos atractivos para los generadores, a fin de motivar la inversión en nuevas plantas de generación.

Mercados liberalizados han adoptado medidas como la introducción de pagos por capacidad, para mantener capacidad de generación suficiente en el largo plazo. Estos pagos por capacidad son considerados “medidas transitorias” mientras

madure el mercado eléctrico, los pagos deberían realizarse hasta que exista una razonable elasticidad por parte de la demanda.

En el cargo por capacidad se toma en cuenta que la generación de energía eléctrica depende de dos factores: capacidad y energía. La cantidad de energía está limitada por la capacidad disponible, este cargo tiene por objetivo reconocer (mediante un ingreso) el aporte a la confiabilidad [69] del sistema que depende de las plantas energéticas y del período de temporadas de invierno o verano.

Un mercado que contiene pagos por capacidad busca principalmente estabilizar los periodos cortos de tiempo, de modo que deben tener suficientes ingresos para permanecer en el mercado. En general, un mercado con mecanismos complementarios de pagos por capacidad tiene dos problemas básicos:

- Método para definir el pago que recibe cada generador

Una repartición correcta debería ser proporcional al aporte que cada generador hace a la confiabilidad del sistema, incentivando directamente las operaciones más seguras y motivando la suficiencia del parque generador.

- Cantidad o volumen del pago que reciben los generadores por concepto de capacidad instalada.

El volumen correcto de remuneración por concepto de potencia firme suministrada al sistema, puede ser una señal clara para incentivar inversiones de capacidad instalada

Las remuneraciones que debe recibir un generador, no sólo deben estar dadas por la cantidad de energía entregada (MWh), sino también por la capacidad instalada (MW), para poder así, cubrir los costos variables del producto de la generación y los costos fijos que provienen principalmente de la inversión en la planta.



El principio general de los pagos por capacidad, es tratar de reemplazar los incentivos de inversión, por un incentivo más estable así, el riesgo de inversión se reduce introduciendo otra fuente de ingresos para los generadores.

El pago por capacidad pretende estabilizar los ingresos de las unidades de punta, e incentivar a la inversión que garanticen un nivel de seguridad deseado, es decir, motivando una operación más segura, premiando la contribución real de cada generador a la seguridad del sistema.

La remuneración por potencia asegura la existencia de suficiente capacidad de generación disponible para evitar los racionamientos, aún en años secos, considerando que el productor debe contar con “potencia firme” que es la energía que se puede suministrar en forma segura en las horas en que es más necesaria para el sistema.

El pago por capacidad pretende distribuir los ingresos anuales de los generadores, estabilizando los ingresos que reciben por concepto de energía. Los supuestos precios altos, que deberían ser cobrados a los consumidores en los períodos críticos, serían limitados por el ente regulador [69], a través de un precio tope. Los ingresos que dejarían de percibir los generadores por esta situación, en general, serían considerados en el pago por potencia.

### **2.2.1 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

Para entender el valor económico de la capacidad en los mercados eléctricos debemos remontarnos al concepto de confiabilidad. La confiabilidad [2] en el suministro ha sido una de las preocupaciones principales en el diseño de mercados eléctricos. Aunque la confiabilidad para el caso eléctrico tiene un enfoque particular, este concepto ha sido ampliamente usado en diversos tipos de sistemas productivos y ha dado origen a un desarrollo teórico precisamente denominado ‘teoría de la confiabilidad’ basado principalmente en la teoría de las probabilidades.

Una definición general para la confiabilidad es: “La probabilidad de que un producto o sistema cumpla su función adecuadamente, por el tiempo propuesto y bajo las condiciones propuestas.”

Se puede decir que la confiabilidad de un sistema eléctrico se relaciona con la entrega de un suministro continuo y con voltaje y frecuencia entre ciertos rangos establecidos. De esta forma se distinguen tres componentes de la confiabilidad, estos son: la suficiencia, la seguridad y la calidad, como se muestra en la figura 2.1

**Confiabilidad** = Suficiencia + Seguridad + Calidad (1)

**Suficiencia:** capacidad que tiene el sistema de abastecer en su totalidad a una demanda creciente en el largo plazo.

**Seguridad:** capacidad del sistema de reaccionar a contingencias de corto plazo.

**Calidad:** capacidad del sistema de entregar el suministro en un voltaje y frecuencia utilizable.

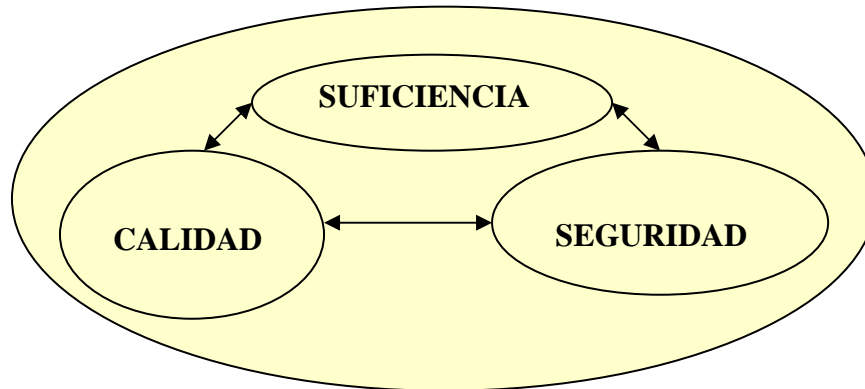
Desde el punto de vista técnico, seguridad, calidad y suficiencia son relativamente independientes. Por ejemplo, un sistema con reserva de capacidad (suficiencia) tiene mayor flexibilidad para hacer frente a perturbaciones, sin embargo, aunque el sistema tenga un margen de reserva pequeño puede ser operado de manera segura aun en presencia de racionamiento y un sistema con amplio margen de reserva puede ser operado de forma insegura.

Las diferencias comienzan al considerar la suficiencia como un bien público o privado. Por una parte, la suficiencia puede ser tratada como un bien privado, ya que es responsabilidad de los consumidores el asegurar su suministro mediante contratos a largo plazo.

Esta es la principal razón que explica la existencia de comercializadoras de energía en algunos mercados eléctricos, entidades que procuran mantener abastecidos a sus consumidores en el tiempo. Por otro lado, el hecho de que no hay forma de discriminar si la energía que consumimos viene de un generador que cumple con sus contratos o de uno que no lo hace, nos dice que estamos en presencia de externalidades típicas de un bien público.

Existen dos formas principales de valorizar la confiabilidad: a través de los Servicios Complementarios (reserva en giro, control de frecuencia y de reactivos, entre otros) y asignándole un valor a la capacidad instalada.

Marco Conceptual de la confiabilidad.



**Figura 2.1:** Marco conceptual de la confiabilidad.

Para medir el grado de confiabilidad [111] se desarrollan distintos índices, usualmente probabilísticos, para distintas combinaciones de los niveles de generación, transmisión y distribución que detallamos a continuación:

### **2.2.2 PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE DEMANDA (LOLP).**

La Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) [99] es la probabilidad de que en un momento dado, con una configuración determinada de centrales (modeladas según dos estados: disponible y no disponible) la demanda del sistema supere a la oferta de carga. Se expresa como:

$$LOLP_t = P(C_t < D_t)$$

### 2.2.3 LA PERDIDA DE DEMANDA ESPERADA (LOLE)

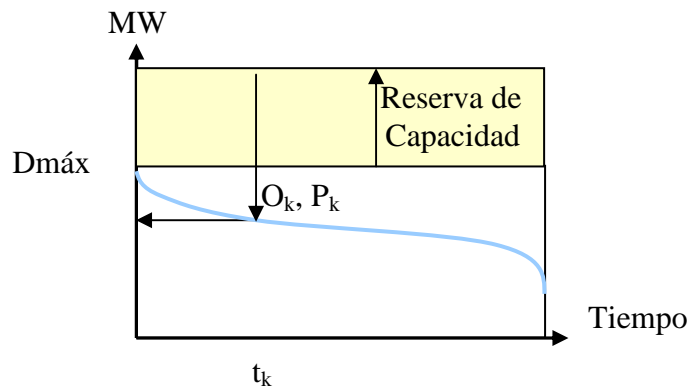
Es el valor esperado del LOLP para un período determinado. Se calcula como la suma de las probabilidades para cada hora y puede ser escalado para expresarse como horas/año o días/año:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t = \sum_{t=1}^T P(C_t < D_t)$$

Una definición equivalente del LOLE [98] pero que considera a la curva de carga del sistema y la probabilidad de que ocurra una pérdida de carga de magnitud  $O_k = D_{m\acute{a}x} + Reservas - D_t$ , durante  $t_k$  horas de duración, es  $p_k$ . Luego, se puede expresar el LOLE como:

$$LOLE = \sum_k p_k t_k$$

Esta última expresión está en unidades de tiempo. Típicamente el estándar que usan los operadores de sistemas eléctricos es de un día en diez años 0.1 días/año.



**Figura 2.2:** Pérdida de la Demandada Esperada (LOLE).

### 2.3 MODELOS DE LA REMUNERACIÓN POR CAPACIDAD

Los incentivos para la inversión de nuevas plantas de generación deberían provenir del mismo mercado, sin la necesidad de pagos centralizados e intervenciones regulatorias.

Los pagos por capacidad introducen:

- Estabilidad.
- Seguridad.

Los pagos deberían realizarse hasta que exista una razonable elasticidad por parte de la demanda, los modelos de Pago por Capacidad pueden ser agrupados de acuerdo a:

- Las variables de decisión al mercado
- Una o más variables están determinadas por un planificador central.

### **2.3.1 MODELO DE MERCADO PURO DE ENERGÍA**

Este modelo de mercado está dado por el supuesto de elasticidad de la demanda. El alza de precios debido a la escasez de oferta hace reaccionar a la demanda y reducir su consumo de manera que la oferta disponible es suficiente para abastecer a la totalidad de la energía demandada.

Por su parte, el aumento en el precio es tal que permite a los generadores recuperar sus costos fijos.

No obstante, el incentivo para que los consumidores ajusten su consumo a la oferta disponible ha demostrado no ser un mecanismo de acción inmediata en todos los mercados aumentando los riesgos de falla o sobre instalación en el sistema. Puede ser que el aumento de precios se transforme en un incentivo para la entrada de nuevos generadores produciéndose una sobreoferta que tiene un costo social asociado al consumidor. Además, ante un alza de precios tampoco es directo, para el regulador, inferir si se trata de una situación de escasez o del ejercicio de poder de mercado de los generadores.

Todo esto se traduce en un costo social basado en la entrada del nuevo generador que hará todo lo posible para que el precio se mantenga lo más alto posible para así poder cubrir su costo de capital.

### **2.3.1.1 Funciones de los participantes del mercado**

Las condiciones para que este modelo funcione son:

- Productores y consumidores toman sus decisiones en base a precios de tiempo real.
- Ninguno de los participantes tiene poder de mercado.

En este modelo los participantes del mercado tienen su respectiva función:

- La cantidad óptima de capacidad, y el valor de la misma es decidida por los Mecanismos de mercado.
- El despacho puede ser centralizado o descentralizado.
- El precio tope o límite no es en la forma más pura del mercado de precio pico.

### **2.3.1.2 Características del Mercado Puro de Energía**

No se remunera explícitamente la potencia, por ser un modelo solo de energía, no se organiza mercados obligatorios de capacidad. Este tipo de modelos se tiene en mercados eléctricos como Noruega, Suecia, Australia, Nueva Zelanda y California, cada uno de ellos con una particularidad de tener un parque generador sobredimensionado e interconexiones con países vecinos.

En este tipo de mercados no existen incentivos para nuevos generadores que ingresan al sistema por no haber pago por capacidad y esta basado en precios.

En cuanto a las unidades de punta solo recibirán ingresos en los períodos que producen energía, por lo que es necesaria la intervención de un ente regulador.

El modelo solo de energía es simple porque no requiere determinar otros parámetros como pagos por capacidad, no tiene obligación de despacho y

señales de inversión donde el ente regulador no interviene mucho y para implementarlo es de bajo costo.

### **2.3.2 PAGO POR CAPACIDAD**

Este modelo tiene la capacidad de corregir fallas en mercados que se refieran a la capacidad, ya que pagan directamente a los generadores por capacidad incrementando la rentabilidad de las plantas ya existentes y motivando para nuevas inversiones.

La cantidad y el cálculo de los precios dependen de la institución reguladora, donde el operador del mercado establece la cantidad de capacidad necesaria.

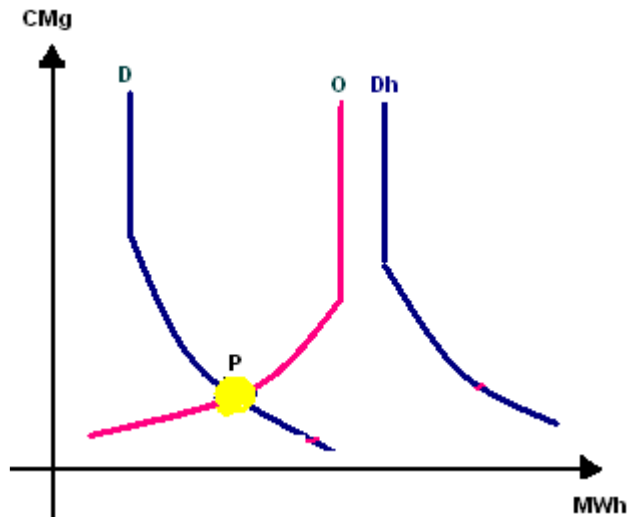
El despacho del mercado spot es centralizado o descentralizado, en cuanto en tiempo real es centralizado, y el precio límite no es necesario pero es usual establecerlo.

Un sistema basado en precios, los pagos pueden realizarse de dos formas:

- Pago por la capacidad instalada, separado de los pagos por energía que resultan del mercado spot.
- Pago por capacidad agregado al pago por energía, que depende del estado del sistema y de la disponibilidad del sistema.

El pago por capacidad da a los generadores un incentivo económico a mantener una mayor reserva de que lo harían habitualmente, constituyendo un ingreso adicional que desplaza el punto de equilibrio a una mayor cantidad de capacidad de generación.

Un organismo centralizado determina el precio o la función de la oferta que los generadores recibirán a cambio de la disponibilidad de generación o la capacidad instalada de generación.



**Figura 2.3 (a):** Modelo Pago por Capacidad.

Según la figura 2.3 (a)

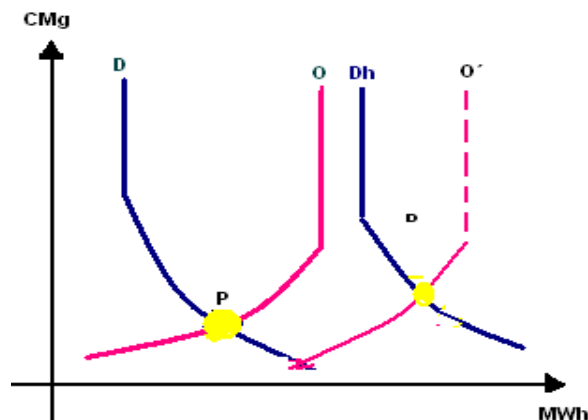
**D** es la Demanda Media: resultado de la variación estocástica

**Dh** curva de una probable demanda elevada.

**O** curva de oferta que corresponde a un mercado de solamente energía

**P** precio de la última unidad generadora disponible del sistema dada por el cruce de la oferta y demanda

Concluyendo tenemos que el propósito de los Pagos por Capacidad es estimular a las generadoras a que inviertan más donde implica desplazar la curva de oferta de **O** a **O'**. Como lo muestra en la figura 2.3 (b)



**Figura 2.3 (b):** Modelo Pago por Capacidad.

Estos pagos por capacidad tienen el objetivo de:



- Corregir fallas de mercado, incentivando la inversión de tal manera que se pueda crear menor aversión al riesgo de inversiones por parte de privados.

El pago deberá realizarse con base a incentivos en el mercado, de tal manera que sea recomendable ajustar los pagos con base en el comportamiento de las inversiones realizadas, sin embargo, el ajuste puede traer inseguridad jurídica y perder la credibilidad y desincentivar la inversión en el largo plazo.

El cálculo de precios y la capacidad necesaria del sistema son realizados por un organismo central de planeación. Este modelo intenta valorar la disposición de los consumidores de pagar por confiabilidad por la interacción de los mecanismos de mercado.

En la práctica, el número de horas que la demanda de energía superaría a la oferta del sistema sigue un proceso estocástico que obedece a la incertidumbre de la demanda, de la indisponibilidad de las centrales y a otros factores difíciles de predecir como los carteles u otras formas de intervención en los mercados.

En ausencia de una demanda elástica en corto plazo, toda esta incertidumbre se traduce en un riesgo mayor para el inversionista en generación quién no tiene certeza en recuperar sus costos de capital. Para evitar el racionamiento y mantener los adecuados niveles de confiabilidad se introduce un pago explícito a la capacidad que, a fin de cuentas, es traspasado a los consumidores. Si bien la expectativa de los generadores de recibir un pago por capacidad puede ser un indicador eficaz a la hora de incentivar la entrada/salida del mercado de generadores, no es por sí solo un mecanismo eficiente en lograr la mezcla tecnológica que asigne el menor costo al sistema. Este tipo de modelo se tiene en países como: Chile, Perú, Argentina, Colombia y Ecuador.

Para determinar este pago, el operador fija un monto a repartir y las centrales susceptibles a recibirlo mediante alguna metodología de asignación.

## **2.4 MERCADOS DE CAPACIDAD**

En este caso, el operador de mercado es el que decide la cantidad que necesita el sistema; los mecanismos de mercados son los que establecen el precio de la capacidad.

Los generadores no reciben ningún pago por la energía no suministrada asumida o por los costos calculados por otros mecanismos, esto quiere decir que el valor de la capacidad depende del convenio al que lleguen entre compradores y vendedores en dicho mercado, también depende de la cantidad de capacidad que se requiera, porque varía con los precios.

Los requerimientos de capacidad son determinados por un operador centralizado, así como el margen deseado de capacidad. Con base a la máxima demanda, el Operador del Sistema-OS determina la cantidad de capacidad que la Demanda debe comprar.

Esta modalidad toma la forma de capacidad de generación disponible o de contratos ininterrumpible, en la que el regulador determina cual es la capacidad disponible que tiene cada generador. Esa capacidad disponible es convertida en créditos de capacidad que son transados en el mercado.

La demanda, traslada el costo de la compra de capacidad en el mercado a sus usuarios finales.

En teoría, si el margen de capacidad es calculado óptimamente, el precio promedio pagado por los consumidores será el mismo que en un mercado solamente de energía. El hecho de contratar una mayor capacidad en el mercado (margen), hace que la escasez se sienta antes en el mercado de capacidad que en el mercado de energía. Esto da señales tempranas de inversión en el mercado.

Este mercado se basa en dos sistemas que señalamos a continuación:

### 2.4.1 RESERVAS OPERATIVAS

Las Reservas Operativas tienen que ver con el respaldo energético que es la capacidad de generación no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptada por políticas energéticas.

Todo sistema eléctrico necesita mantener una reserva para mantener la estabilidad del sistema, donde se propone pagar a la reserva de forma sistemática.

El Operador del Sistema establece una meta al contratar reserva de forma permanente, una cierta cantidad de capacidad; por ejemplo el establecer una reserva del 17% de la demanda de punta.

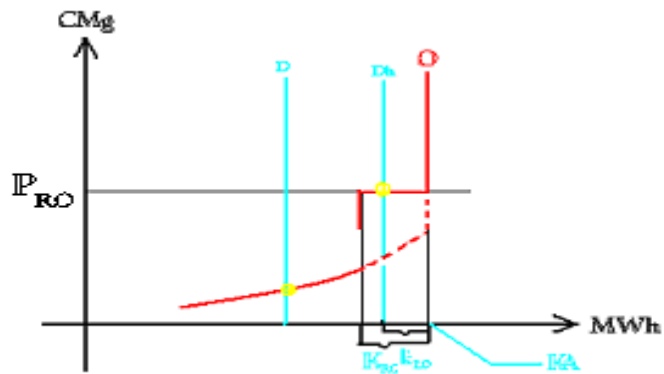
El Operador del Sistema:

- Contrata la reserva en remates diarios.
- Paga por su disponibilidad.
- La Reserva no opera.

El Operador del Sistema establece un precio máximo por el cual está dispuesto a pagar. Esto significa que durante períodos de escasez, el operador del sistema contratará menos capacidad que su objetivo, por lo cual el OS puede utilizar su reserva contratada cuando así lo considere conveniente.

En el caso de que el precio de su reserva sea menor al Costo Marginal (CMg) del mercado, el OS despachará las unidades de reserva, por las cuales pago su disponibilidad a un menor precio, por tanto, el precio de reserva operacional ( $P_{RO}$ ) llega a ser un techo para el mercado, sin embargo, si aún así existe escasez, el precio del mercado  $P_{RO}$  puede subir hasta alcanzar el costo de falla.

El efecto de la Reserva Operacional es que los precios pueden empezar a subir antes de que exista escasez esto da señales tempranas para la inversión.



**Figura 2.4:** Reservas Operativas.

En la Figura 2.4 se puede observar que el OS compra la Reserva  $K_{RO}$  al precio  $P_{RO}$ , donde la generación total disponible es  $K_A$ . Cuando hay exceso de capacidad, el precio de la Reserva está próximo al CMg de Capacidad (los costos de tener y mantener las unidades de reserva disponibles).

Cuando la demanda  $D_h$  excede el valor pronosticado, existe escasez, y suben los precios entonces el OS no puede comprar toda la capacidad que requiere y solo compra  $K_{RO}$  y de  $P_{RO}$ , por lo cual estas dos variables son las que determinarán los ingresos para los generadores lo cual genera incentivos para invertir; por tanto, el diseñador de este mercado debe fijar ambos valores  $K_{RO}$  y  $P_{RO}$ .

Los efectos de la reserva operativa son que existe una menor cantidad de elevaciones bruscas de precios, pero existe una elevación más frecuente de menores precios.

## 2.4.2 CAPACIDAD INSTALADA

Este mercado consiste en un crédito con la responsabilidad de proveer una determinada cantidad de capacidad por el operador a las distribuidoras dependiendo de los usuarios que tengan.

Se constituye sobre la base de los llamados créditos ICAP (capacidad instalada). Un crédito simboliza la responsabilidad para un generador que lo posea de proveer una porción específica del total de la capacidad requerida por el sistema.

Cada agente del mercado, debe llevar su propia cantidad fija de créditos ICAP. Sin embargo no es necesario que ellos sean quienes produzcan la porción de energía que su crédito ICAP específica, es decir pueden obtener créditos de su propia capacidad de producción o pueden comprar de otros productores con exceso de capacidad.

Es posible que surja un mercado de capacidad y que los créditos fluctúen dependiendo de si hay o no déficit de capacidad en el sistema.

No se aprecia volatilidad del precio por el sistema ICAP y de reservas operativas, lo que hace que pueden ser apetecidos por los productores que no desean riesgo, sus proveedores de capital y sus consumidores, lo que podría incrementar las posibilidades de más inversiones en el uso de este tipo de mercado.

## **2.5 MODELO PARA EVALUAR INCENTIVOS POR CAPACIDAD**

Define un precio y un equilibrio entre los generadores del mercado, un equilibrio a largo plazo, ningún generador pierde dinero.

Las ganancias para un generador igualan la diferencia entre los ingresos por ventas de energía menos sus costos. Los ingresos están influenciados por la presencia o ausencia de precios tope de energía, mercados de reservas operativas y mercados de capacidad instalada, de esta forma, los incentivos del mercado para proveer capacidad que afectan las decisiones de entrada y salida de los generadores.

A diferencia de los demás modelos trata de incentivar la generación de energía considerando que:

- Existen dos tipos de plantas de generación
- La probabilidad de que una de las plantas generadoras sea desconectada sin voluntad, es independiente de las otras plantas de generación.
- Los generadores no manipulen los precios amenazando que ya no producirán energía, lo que requiere que todos sean competitivos.

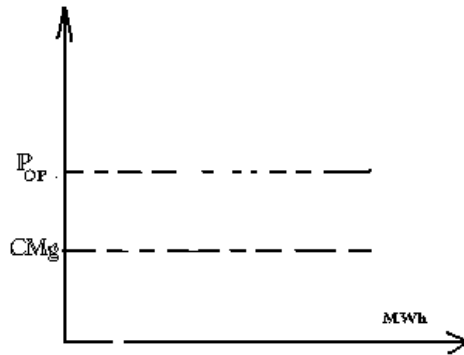
## **2.6 MERCADOS DE DISPONIBILIDAD**

Este mercado asegura un adecuado nivel de seguridad, obligando a las generadoras proveer energía, para que en una posible desconexión no sea de larga duración, es decir que las generadoras deben estar preparadas para una posible eventualidad, prevaleciendo la confiabilidad para todo el sistema.

Los contratos de disponibilidad fueron diseñados para mejorar el Mercado de Capacidad, proporcionando a los generadores, mejores incentivos para estar disponibles durante los períodos de escasez.

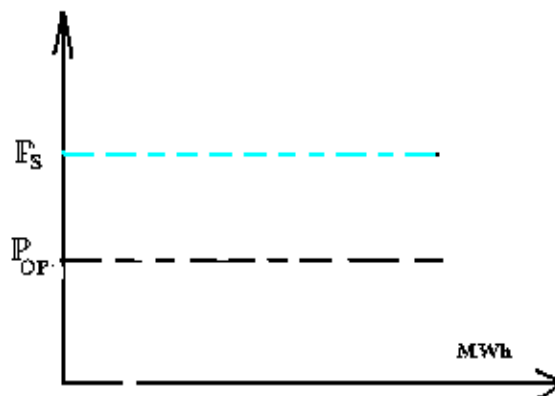
Un agente independiente compra de los generadores “opciones” en representación de los consumidores, el volumen de compra es igual a la demanda punta prevista más un margen de reserva. El precio de las opciones  $P_{op}$  deben ser superior  $CMg$  de la unidad más cara para no desalentar a los generadores.

El precio de los contratos de disponibilidad es determinado a través de remates o Licitaciones. El agente independiente que compra las opciones es generalmente el Operador de Sistema. En la siguiente figura se explica como se establecen los precios:



**Figura 2.4 (a):** Mercados de Disponibilidad.

Si el precio del Mercado Spot ( $P_S$ ) está por encima del Precio de las Opciones ( $P_{OP}$ ), el Operador de Sistema llama a sus opciones sus opciones compradas.



**Figura 2.4 (b):** Mercados de Disponibilidad.

Los generadores que vendieron sus opciones, pagan al Agente Independiente la diferencia:  $(P_S - P_{OP}) * MW$ , por lo tanto, un generador que esté disponible, recibe el precio spot ( $P_S$ ) menos lo que paga ( $P_S - P_{OP}$ ), es decir tendrá una pérdida neta.

Es así que los generadores tienen fuertes incentivos para que su capacidad esté disponible cuando las opciones sean llamadas, es decir, cuando exista escasez, lo cual es una de las ventajas de este tipo de modelo.

Otra de las ventajas es que los generadores, solo tienden a vender lo que realmente tienen disponible o esperar poder aportar:

- Si venden menos opciones, sus rentas bajarán,
- Si venden más y ninguno aporta, las penalizaciones serán con los precios spot elevados y también bajarán sus rentas.

Para los consumidores, el efecto es que el agente independiente compró al precio techo de las opciones  $P_{OP}$ , es decir, compró “a un precio estabilizado” fijado por el mercado.

## 2.7 PAGOS POR CAPACIDAD POR MEDIO DE ENERGÍA

La otra forma de que intervenga el pago por capacidad es un incentivo que recibe el generador por la potencia que entrega al sistema, mediante la energía que depende de la oferta de precios y la optimización de la operación, también incluidas las remuneraciones de reservas de operación. Es difícil incorporarla porque solo se ha implantado en generadoras que no son hidráulicas, lo cual no garantiza ya que en los sistemas eléctricos se tienen generadoras hidráulicas, térmicas y otro tipo de generación.

A continuación en la figura 2.8, se analiza a este modelo para un mercado solamente de energía.

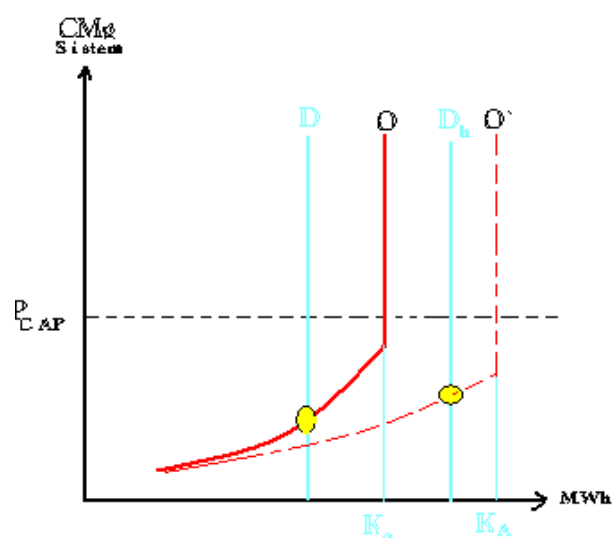


Figura 2.8.- Pago por Capacidad por Medio de Energía.



Se tiene que este mercado solamente de energía instala la capacidad  $K_o$ , el regulador puede requerir la capacidad  $K_A$ , lo que llevaría a tener ventajas sobre la inversión en generación, ya que la oferta se modificaría de  $O$  a  $O'$ , dando beneficios a los generadores.

Este modelo para aplicarlo es simple, por que aquí se asume un precio de la energía en el mercado que es suficiente para pagar la capacidad instalada ICAP. Aquí cabe recalcar que las unidades de punta solo reciben ingresos en los periodos en que generan electricidad. A continuación se presenta un análisis matemático de este modelo:

$$\begin{aligned} \min \sum_{i=1}^N C_i P_i \\ \text{s.a } P_{Gi} &= P_{Di} + \sum_{j=i} \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \\ -P_{Lmaxij} &\leq \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \leq P_{Lmaxij} \\ P_{Gmin} &\leq P_{Gi} \leq P_{Gmax} \end{aligned}$$

Donde:

$C_i$  = Precio del generador de del de oferta  $i$ .

$P_i$  = Potencia despachada al generador  $i$ .

$P_{Gi}$  = Potencia generada en el nodo total  $i$ .

$P_{Di}$  = Potencia demandada en el nodo  $i$ .

$\delta_i$  = Angulo del nodo del envío.

$\delta_j$  = Angulo del nodo de la recepción.

$x_{ij}$  = Reactancia de la línea de los nodos  $i$  y  $j$ .

$P_{Lmaxij}$  = Límite de la Potencia transmitida por línea.

$P_{Gmax}$  y  $P_{Gmin}$  = Potencia mínima y máxima del generador.

## **2.8 PAGO EXPLÍCITO POR POTENCIA**

El Pago Explicito por Potencia consiste en remunerar la potencia y la capacidad dependiendo de sus unidades y su disponibilidad, tomando en cuenta que los precios sean los adecuados.

Entre las desventajas es que puede existir alteraciones en los generadores según le convenga, es decir que puede corregir los precios que el ente regulador no puede controlar, ya que este esta encargado de los costos de generación, disponibilidad y los precios del mercado.

No existen incentivos claros para que los generadores garanticen un determinado nivel de confiabilidad en el sistema.

## **2.9 MERCADOS DE CAPACIDAD POR OPCIONES FINANCIERAS**

Las opciones financieras son instrumentos que definen cierta cantidad contratada de potencia, un precio de ejercicio de la opción y una cierta cantidad de dinero, que se denomina prima de la opción. A cambio de recibir dicha prima, el agente que venda la opción que en este caso es el generador se compromete a compensar al consumidor, cada vez que el precio de mercado sobrepase el precio de ejercicio de la opción, por la diferencia entre el precio del mercado y el precio de ejercicio.

Por otra parte, el efecto que resulta para el generador, es el de fijar un precio máximo para la energía que vende, igual al precio de ejercicio. El generador renuncia así a capturar los ingresos que podría haber obtenido por vender su energía cuando el precio de mercado se eleva por encima de ese valor.

Adicionalmente, si el generador no puede producir en ese instante, se ve obligado a pagar la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del mercado. En el caso contrario quedarían totalmente expuestos a los altos precio del mercado. En este modelo se propone que el precio de la energía sea establecido conforme al costo marginal de la unidad más cara en funcionamiento, en el costo marginal de

aumentar la capacidad instalada del sistema que es directamente proporcional con el valor de los combustibles.

# **CAPÍTULO 3**

## **EXPERIENCIA INTERNACIONAL DEL PAGO POR CAPACIDAD**

### **3.1 INTRODUCCION**

En el capítulo 3 se realiza un análisis el cargo por capacidad vinculado a la forma del funcionamiento del mercado eléctrico en el Nord Pool, España, Colombia, Perú e Inglaterra y Gales, lo cual permite realizar comparaciones sobre la experiencia europea y latinoamericana.

### **3.2 EXPERIENCIAS EUROPEAS Y LATINOAMERICANAS**

#### **3.2.1 NORD POOL**

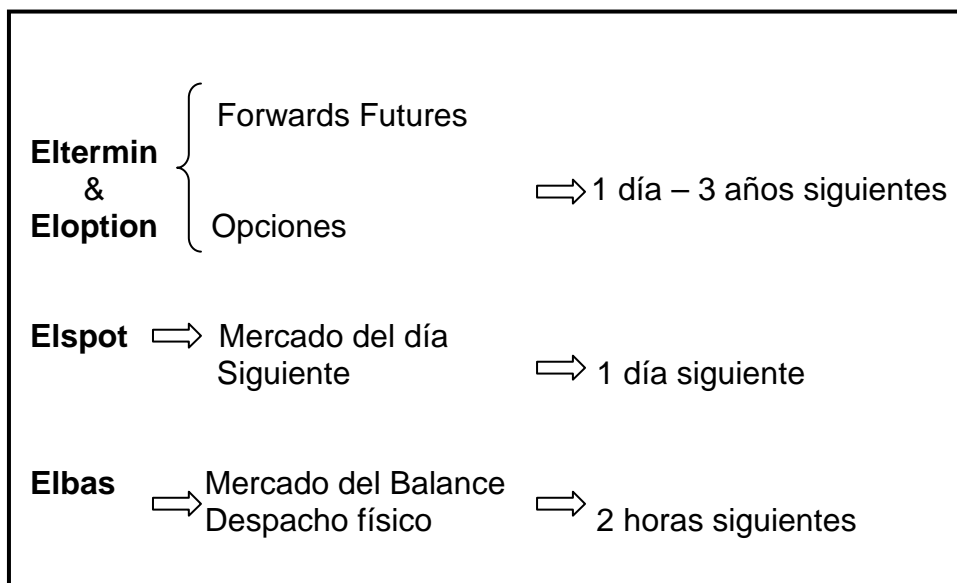
El mercado eléctrico del Nord Pool, suministra energía con eficiencia, y confiabilidad a todas las poblaciones de los cuatro países que conforman el mercado: Noruega, Dinamarca, Finlandia y Suecia, en el que cada país aporta energía con sus respectivas plantas generadoras aprovechando al máximo la potencia generada.

##### **3.2.1.1 Funcionamiento del mercado eléctrico**

El MEM está compuesto por los siguientes mercados [6] que operan simultáneamente: Spot [10], que es el mercado spot para las transacciones físicas del día previo y Eltermin, que es el mercado financiero en el que se transan contratos de tipo “forward”, “futures”, contratos por diferencia y opciones. También existe un mercado de ajuste o de balance llamado Elbas [10], cuyo objetivo es dar acceso a los participantes a horas intermedias antes del despacho real, mejorando así el balance en los contratos físicos; este mercado actualmente se limita a Suecia y Finlandia.

Todos estos mercados son organizados en torno al Nordic Power Exchange (**Nord Pool**), en el que en una hora dada del día se vende y se compra energía, mediante contratos bilaterales. Una de las principales responsabilidades del Nord Pool es usar mecanismos de precios para aliviar la congestión de la red a través del uso óptimo de la capacidad disponible.

Es importante recalcar, que el proceso de integración del Nord Pool surge como respuesta a la necesidad de los agentes de mantener el nivel de eficiencia de sus actividades cotidianas para la industria, comercio, hogar y otras actividades, como se muestra en la siguiente figura:

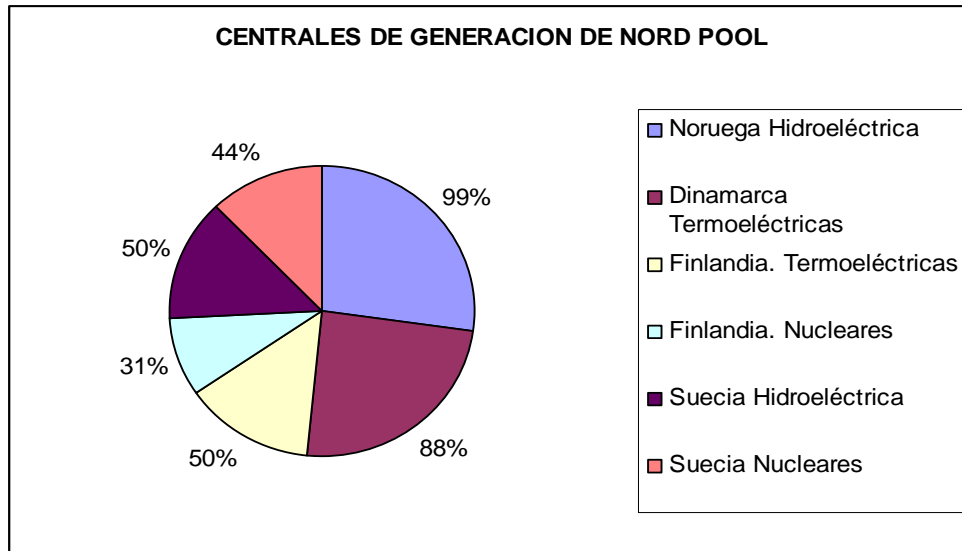


**Figura 3.1.- Mercados del Nord Pool**

Por tanto, el Mercado de Potencia Diaria (MPD), o mercado spot para contratos físicos llamado NordPool Spot AS (Elpost), juega un rol importante, dado que en él se transan cantidades fijas de energía a precios establecidos un día antes, para entrega en cada una de las 24 horas del día siguiente; se reconcilian las diferencias entre demanda programada y real. El precio resultante de este mercado, llamado precio spot, es el mismo para Noruega, Suecia, Finlandia, y Dinamarca y se usa como referencia para el mercado de futuros y opciones.

### 3.2.1.2 Agentes que participan

**Generación:** la participación de las plantas generadoras en el sistema del Nord Pool con sus respectivas proporciones es:



**Figura 3.2.-** Centrales de Generación

**Transmisión:** las empresas de transmisión de los diferentes países que conforman el mercado nórdico y del *Nord Pool Group* es la siguiente:

EMPRESA	PORCENTAJE
<b><i>Nord Pool As</i></b>	20%
<b><i>Svenska Krafnat (SUECIA)</i></b>	20%
<b><i>Fingrid (FINLANDIA)</i></b>	20%
<b><i>Statnett (NORUEGA)</i></b>	20%
<b><i>Eltra(DINAMARCA)</i></b>	10%
<b><i>Elkraft Systems(DINAMARCA)</i></b>	10%

**Tabla 3.1.-** Transmisión en el Nordpool

### 3.2.1.3 Actividades en el NORD POOL

La actividad de mayor importancia en el Nord Pool, se realiza en el mercado de futuros y opciones de energía eléctrica, en él se transa la mayor parte de la

electricidad que se comercializa entre los países nórdicos: en el año 2004 se transaron 590 TWh por el mercado Eltermin, mientras que por el mercado Elspot se hicieron intercambios por 167 TWh en ese mismo año (Nord Pool Annual Report, 2004).

Esta forma de transar energía eléctrica puede aplicarse para integración de mercados eléctricos con el objeto de:

- Suavizar los cambios en los precios.
- Permitir coberturas y asegurar el futuro suministro de electricidad.

El mercado financiero está dirigido a proveer liquidez y altos niveles de seguridad, su activo subyacente es la energía eléctrica, la existencia de este mercado se explica por el riesgo económico asociado con las transacciones de energía, las variaciones en el nivel de lluvias y la temperatura en el ambiente, lo que implica cambios en el precio spot difíciles de pronosticar. Para reducir este riesgo se han desarrollado instrumentos para negociar energía a largo plazo, el desarrollo de este mercado permite satisfacer la demanda de los consumidores interesados en transacciones en materia administrativa y manejo de riesgo.

#### **3.2.1.4 Tipos de contratos que se transan en el NORD POOL.**

En este mercado los generadores y los consumidores deciden voluntariamente la compraventa de electricidad. Los dos mercados, antes señalados, operan simultáneamente con el mercado de contratos bilaterales.

Además, existe un mercado de contratos financieros en crecimiento que incluye derivados financieros como futuros y opciones.

#### **3.2.1.5 Cargo por capacidad.**

La metodología aplicada en el NORDPOOL es la un mercado puro de energía o sin cargo por capacidad, mismo que consiste en que las generadoras ofrecen la energía al precio de mercado, es decir, al costo marginal del sistema o precio spot, actualizado cada cierto lapso de tiempo (no mayor a media hora).

Dado este precio de mercado, las generadoras que obtendrán beneficios serán aquellas cuya estructura de costos les permita tener costos marginales inferiores al precio de mercado. La diferencia entre el costo marginal de la generadora y el costo marginal del sistema vendría a ser el pago por capacidad que reciben estas generadoras, ya que al haber fallas en la cobertura de la demanda del sistema, el precio spot del sistema debería subir hasta igualar el costo de falla del mismo, bajo el supuesto de que se tiende a un mercado perfecto.

### **3.2.2 ESPAÑA**

En este país la generación de electricidad se desarrolla en un ambiente liberalizado, esto es de libre competencia, para la cobertura de la demanda del mercado ibérico.

#### **3.2.2.1 Funcionamiento del mercado eléctrico**

El mercado mayorista español fue objeto de una reestructuración, al cabo de la cual, funcionan los siguientes mercados [90]:

Mercado Diario, en el que mediante un sistema de subastas, la energía es ofertada y demandada diariamente por los generadores y los consumidores con entrega para el día siguiente, disponiendo de un mecanismo de ajuste para las posibles modificaciones (Mercado Intradiario).

Mercado de contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo, en el que el vendedor se compromete a suministrar al comprador, determinada cantidad de energía a un precio pactado entre ambos.

Mercado de servicios complementarios (auxiliares), funciona separadamente respetando las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad establecidas por la ley; este mercado es administrado por el operador del sistema.

#### **3.2.2.2 Agentes que participan**

Los agentes que participan en el mercado mayorista son los siguientes:

- Generadores:

Los generadores que participan en el sistema son: centrales térmicas y de



cogeneración que son representadas por su potencia nominal y su tasa de fallas/año, y centrales hidráulicas convencionales y de bombeo, representadas por una distribución normal de la producción de la central en los momentos críticos, según la estación del año.

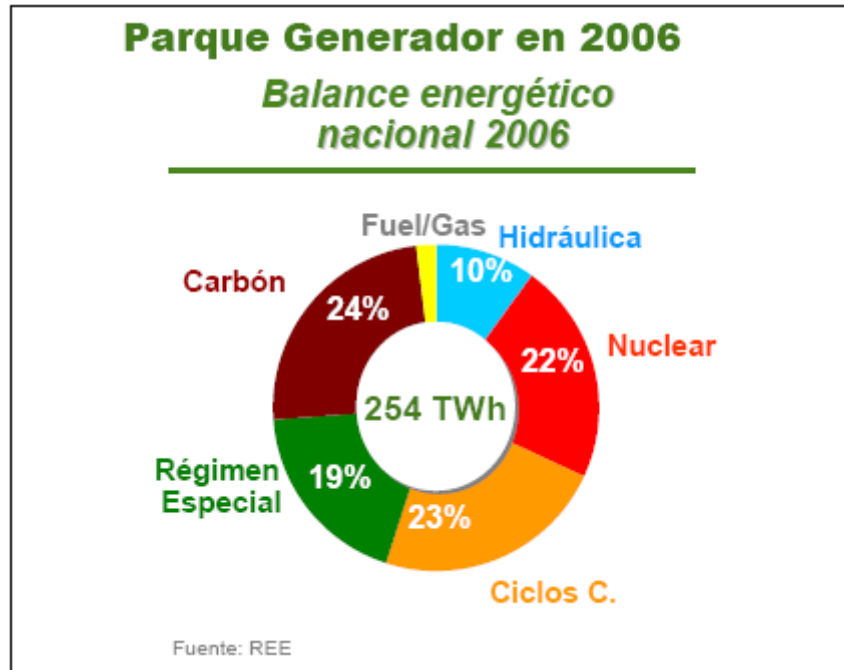


Figura 3.3 Parque Generador del 2006.

- Productores en Régimen Especial:

Son empresas productoras con tratamiento especial, debido a que utilizan fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración como los parques eólicos, a los que no se les permite ofertar en el mercado pero se tendrá en cuenta su producción en cada escenario, porque su aporte a la punta del sistema suele ser muy pequeño. En este caso no se toma en cuenta los intercambios con otros sistemas eléctricos para asegurar la garantía de Potencia.

- Transportistas (REE), que transportan la electricidad desde las centrales hasta la red de distribución y realizan el mantenimiento de la red de transporte [9].
- Distribuidores que transportan la energía al lugar de consumo, y se encargan del mantenimiento de la red de distribución.

- Comercializadores que se encargan de la compraventa de la energía a consumidores cualificados.
- Consumidor cualificado, que cumplen ciertos requisitos.

En el mercado mayorista actúa como regulador la Comisión Nacional de Energía y, como operadores, el Operador del Sistema y el Operador del Mercado.

### **3.2.2.3 Actividades que se desarrollan**

El consumidor contrata la energía con la empresa comercializadora, y el acceso a las redes con la empresa de distribución. No se permite que una empresa ejerza simultáneamente las actividades de generación y distribución, pero si se permite que empresas distintas del mismo grupo empresarial puedan desempeñar por separado dichas actividades. (Varias empresas productoras se posesionaron de la distribución mediante las compañías [90] Endesa, Iberdrola, Unión FENOSA).

### **3.2.2.4 Tipo de contratos que se transan en España**

El mercado de producción comprende contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo, donde los productores negocian con el comercializador en el mercado mayorista (pool) o mediante contratos bilaterales.

En el Mercado diario se realizan las transacciones el día anterior a la fecha en que se realiza la compraventa de energía.

Los servicios auxiliares se transan en un mercado separado de modo que se respeten las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.

### **3.2.2.5 Cargo por capacidad en España**

El pago que reciben los generadores se denomina “pago por garantía de potencia [5]” que se remunera en función de la capacidad puesta a disposición del sistema. La retribución que reciben los generadores es anual, distribuidas mensualmente de manera proporcional a la demanda en barras de central, considerando las horas de máxima demanda de cada mes.

El pago por garantía de potencia se calcula con la siguiente fórmula:

$$PGP(c / m) = \sum X_i * D_{bc}(c / m)$$

Donde:

$PGP(c / m)$  : Pago por garantía de potencia del comercializador, consumidor cualificado, o agente externo c en el mes m por la energía adquirida en el mercado de producción.

$D_{bc}(c / m)$  : La demanda [91] del mes m en barras de central que incluye la demanda de energía en el mercado organizado de producción de los clientes finales nacionales elevados a barras de central de acuerdo con la normativa vigente y excluidos del autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acude al mercado de producción.

$X_i$  : Precio unitario por garantía de potencia para cada período tarifario i.

Los precios unitarios [92] por garantía de potencia establecidos en el apartado 1 del punto 5.º de la parte dispositiva de la Orden de 17 de diciembre de 1998 aplicables de acuerdo con lo dispuesto en el citado punto dependiendo de la diferenciación de períodos tarifarios de la tarifa de acceso, toman los siguientes valores expresados en euros/kWh:

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis períodos:

Período 1:  $X_1 = 0,007934$

Período 2:  $X_2 = 0,003662$

Período 3:  $X_3 = 0,002441$

Período 4:  $X_4 = 0,001831$

Período 5:  $X_5 = 0,001831$

Período 6:  $X_6 = 0,000000$

Por tanto el Importe a cobrar en concepto de garantía de potencia por los productores:  $RTGP(m) = 0,007934 \times DT \text{ bc}(m)$

Siendo:

$RTGP(m)$  = Cobro total por garantía de potencia correspondiente al mes  $m$ .

La retribución se asignará a las distintas unidades de producción proporcionalmente al producto de dos factores:

- El coeficiente de disponibilidad de la unidad

Para el caso de las centrales térmicas se obtiene el coeficiente como la medida de potencias netas disponible en las horas de mayor demanda del mes, dividido por su potencia neta instalada declarada en el registro administrativo de Instalaciones de producción de energía. Para las centrales hidráulicas este coeficiente será uno (1).

- La potencia equivalente a la unidad.

Es la medida entre la potencia neta instalada y la potencia media limitada por la disponibilidad de materias primas.

La remuneración para las centrales que son nuevas se aplicará una vez comience su producción comercial.

Este pago de la garantía de potencia se atribuirá a: los distribuidores, consumidores cualificados y los agentes externos que adquieren energía en el mercado de producción de energía eléctrica.

### **3.2.3 COLOMBIA**

El proceso de reestructuración del mercado eléctrico Colombiano se inicia en 1994, mediante la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (CREG) que promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema. Así se crea un mercado mayorista competitivo, en el cual participan generadores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad. La CREG definió los alcances de este mercado y estableció dos grandes espacios para realizar las transacciones mayoristas, que se exponen en el siguiente numeral.

### 3.2.3.1 Funcionamiento del mercado eléctrico

En el mercado eléctrico mayorista MEM, pueden participar compradores, vendedores [22] y los agentes autorizados por la Ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica, como la generación, la comercialización mayorista y el transporte mayorista [17].

Este mercado se divide a su vez en dos segmentos:

**El mercado de contrato a término (mercado de largo plazo).**- Se realiza entre los comercializadores y los generadores [30]; en los contratos se establecen la cantidad de electricidad y el precio, de forma horaria. Los contratos se firman con duraciones de un día en adelante.

**La Bolsa de Energía (mercado de corto plazo).**- Es un mercado para las 24 horas del día siguiente, con obligación de participación para todo generador registrado en el mercado, con reglas explícitas de cotización, y en el que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo.

### 3.2.3.2 Agentes que participan

- Los generadores [81] son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, como son las hidroeléctricas 69%, termoeléctricas 31% y las interconexiones (Ecuador, etc.).
- Transmisores son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, los cuales son remunerados según una metodología de costos por índices, independientemente de su uso.
- Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

### 3.2.3.3 Actividades que se desarrollan

Las actividades que se desarrollan en el mercado son las siguientes:

- **GENERACIÓN.** Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), bien

sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, diferente a transmisión o distribución.

- **TRANSMISIÓN.** Es el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.
- **DISTRIBUCIÓN.** Están dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.
- **COMERCIALIZACIÓN.** Actividad consistente en la compraventa de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta en el mismo mercado o a los usuarios finales, regulados o no regulados.

#### **3.2.3.4 Tipo de contratos que se transan en Colombia**

En el mercado eléctrico colombiano se transa la energía, a través de una Bolsa de Energía y por medio de Contratos Bilaterales, para lo cual se requiere que los usuarios puedan elegir libremente entre todos los comercializadores del país.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM, se efectúan bajo las siguientes condiciones:

- Mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compraventa de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores.
- Por medio de transacciones directas en la Bolsa de energía, en la cual los precios se determinan mediante una subasta de precios de generadores, tal que los intercambios comerciales son definidos en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria.

#### **3.2.3.5 Cargo por capacidad (confiabilidad)**

En Colombia, la remuneración por capacidad tiene un enfoque orientado a la confiabilidad del sistema eléctrico.

El Cargo por Confiabilidad es un esquema que remunera y permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar la

demanda de energía en condiciones críticas, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador. Se creó con el fin de cambiar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para la expansión del parque energético colombiano, a la vez de asegurar los recursos de generación y que estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez, haciendo que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente. Por tanto, este esquema sirve para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo con precios eficientes.

El concepto del cargo por confiabilidad se sustenta en la existencia de las denominadas Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores, respaldados por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF [98] que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que se denomina precio de escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del Mercado de Energía Mayorista (ASIC) y pagada por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados.

La entidad planificadora de la expansión del sistema eléctrico (UPME), aplica una metodología [97] mediante la cual recomienda la ejecución de los proyectos de expansión que serán remunerados por los agentes que utilizarán las instalaciones de generación y transmisión, metodología que se muestra a continuación:

Ccc = Costo por cargo por confiabilidad

Cred = Costo de la red de conexión

$$Bc = VPNDTF [\sum_n ( EAn * (CR1 - PE) * P\% ) ]$$

Valor de la obligación de energía firme valorada al costo de racionamiento del primer escalón menos el costo del precio de escasez (PE), para un periodo (n) igual al que se le asignó Obligación de Energía Firme. Para el caso de la GPPS con asignación parcial, se considerará la participación en el crecimiento anual de la demanda para los años subsiguientes, sin superar el ENFICC de la planta.

Donde:

EA n = ENFICC anual asignada a la planta n (energía firme)

CR1 = Costo Incremental de Racionamiento del primer escalón

P% = Factor que corresponde a la probabilidad de tener una condición de baja hidrología, condición que define la ENFICC. UPME asumirá un valor de 19%, probabilidad estimada de ocurrencia de un fenómeno. (Referencia: Documento CREG 027 de 2007).

$$C = VPNDTF [\sum ( Cccn) ] + Cred Cccn = EAn * CC$$

Cred = Costo de proyecto de conexión valorado a costo de unidades constructivas incluyendo AOM. Las variables en \$/kWh se asumen constantes en el periodo evaluado.

El VPN se calculará con una tasa de oportunidad igual a la DTF vigente en la fecha de cálculo. Si  $R < 1$  entonces se sumarán a los beneficios aquellos que se determinen producto de la reducción del costo operativo del sistema y la reducción de pérdidas dados por la entrada del proyecto (Con – Sin proyecto), en un ejercicio de planeación de largo plazo, incorporando la expansión del sistema. Si aún así  $R < 1$  entonces el proyecto de expansión no se recomienda.

- **Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)**

Para efectos de liquidación y facturación de cada uno de los meses del



Período de Vigencia de la Obligación se usará el CERE, que será calculado mediante la siguiente expresión:

$$CERE = \frac{RRT * VCC}{ETDR_m}$$

Donde:

*ETDR<sub>m</sub>*: Energía Total Demandada Real en el SIN en el mes *m* expresada en \$/kWh.

*VCC*: Promedio ponderado del Valor del Cargo por Confiabilidad expresado en \$/kWh, asociado a las Obligaciones de Energía Firme vigentes para el mes que se esta facturando.

- **Liquidación y Facturación**

Cálculo del Valor a Recaudar de cada planta y/o unidad de generación *i* (*VR<sub>i</sub>*)

Cada planta y/o unidad de generación recaudará a través de sus ventas de energía la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VR_i = CERE * G_{i,m}$$

donde *G<sub>i,m</sub>* es la generación real de la planta o unidad de generación *i* en el mes *m*, expresada en kilovatios hora.

- **Cálculo del Valor a Distribuir de cada planta y/o unidad de generación *i* (*VD<sub>i</sub>*)**

Cada planta y/o unidad de generación *i* tiene derecho a recibir la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VD_i = \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m} * VCC_i$$

donde:

*VCC<sub>i</sub>*: es el Valor del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme asociada a la planta o unidad de generación *i*.

*n*: número de días del mes *m*.

Con el resultado del Valor a Distribuir (*VD<sub>i</sub>*) y el Valor a recaudar (*VR<sub>i</sub>*) se calculará mensualmente para cada planta y/o unidad de generación *i*, el valor *Fi* mediante la siguiente expresión:

$$F_i = VD_i - VR_i$$

Cuando *Fi* sea positivo, se originará un saldo a favor del agente generador en el SIC. Cuando *Fi* sea negativo, se producirá por parte del SIC un cobro al agente generador correspondiente.

### 3.2.4 INGLATERRA & GALES

Con la privatización en 1990, inicialmente se crearon cuatro compañías de generación eléctrica: PowerGen y Nacional Power en Inglaterra y Gales, y Scottish Power y Hydro-Electric en Escocia. El sistema de distribución paso a manos de The Nacional Grid Company. Las juntas regionales de electricidad fueron privatizadas separando las compañías de distribución. A los grandes consumidores de electricidad se les permitió escoger sus proveedores, a todos los consumidores pequeños por debajo de 100 kW se les permitió escoger sus proveedores a partir de mayo de 1999.

#### 3.2.4.1 Funcionamiento del mercado eléctrico

En 1997 la generación fue separada de la transmisión y se desarrolló un sistema de mercado conocido como el "Pool" debido a que la estructura de mercado existente demostraba no ser eficiente, poco competitiva y susceptible a

manipulación. Se da curso al NETA (New Electricity Trading Arrangements), promoviendo el mercado mayorista, ya que se puede realizar contratos bilaterales o transar la energía en uno más PX (power exchange) .

#### **3.2.4.2 Agentes que participan**

Los participantes del mercado están dividido por cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y suministro o provisión (comercializadores)

En Inglaterra las principales fuentes de generación de energía son: Térmica (principalmente carbón 34% y gas 31%), nuclear 25% e hidroeléctricas 2%. Es el tercer mercado de electricidad más grande en Europa después de Alemania y Francia.

#### **3.2.4.3 Actividades que se desarrollan**

**Generación:** Las compañías que producen electricidad operan bajo licencias de generación.

**Transmisión:** En Inglaterra y Gales está a cargo de la NGC y en Escocia por Scottish Power y Hydro-Electric. Como operador del sistema es el responsable de la programación y despacho de la generación para cubrir la demanda diaria. Además el responsable de promover el acceso libre y sin discriminación a todos los generadores y proveedores del sistema.

**Distribución:** Existen 14 proveedores públicos de electricidad (RECs), que son responsables de la distribución dentro de sus áreas. Ellos deben facilitar el acceso a sus redes a cualquiera que posea una licencia de proveedor.

**Consumidores:** los consumidores pueden variar su contrato acordado con el proveedor del suministro, basándose en semanas, días, independientemente de las fluctuaciones del Pool. Las RECs ofrecen un amplio rango de tarifas, de las cuales se distinguen principalmente tres: tarifa estándar, nocturna/diurna y por conexión.

**La comercialización:** se desarrolla en mercados desregulados, que presentan esquemas de bolsa de energía o Pool. Los comercializadores compran la energía

en el mercado mayorista, ya sea en la bolsa o realizando contratos bilaterales con los generadores, para luego venderla directamente a los usuarios finales.

#### **3.2.4.4 Tipo de contratos que se transan.**

Se realiza transacciones en contratos financieros de diferencia y forwards.

Los proveedores pagan por la electricidad transmitida a través de la red y distribuida a sus clientes. También son los encargados de publicar precios, leer medidores, facturar, procesar los pagos y negociar los requerimientos de los clientes. A cualquier persona que cumpla las exigencias se le puede otorgar una licencia de proveedor. En un principio los grandes consumidores industriales y comerciales podían elegir quien les proveía de electricidad, pero los consumidores domésticos y la pequeña industria tenían que comprar su electricidad de sus proveedores públicos locales (PESs), sin embargo desde Septiembre de 1998 estos consumidores tienen la posibilidad de elegir su proveedor de electricidad.

#### **3.2.4.5 Cargo por capacidad.**

El cargo por capacidad [84] tiene el propósito de asegurar que los proveedores entreguen un adecuado margen de seguridad con el fin de manejar las variaciones inesperadas en la oferta y la demanda. La capacidad se paga a través del precio de la energía como un rubro adicional en cada hora.

El pago por capacidad busca remunerar la generación con el valor esperado del precio de la energía. A continuación se expone el método:

$$PIP = SMP(1 - LOLP) + VOLL * LOLP_t$$

Donde:

PIP (Pool Input Price): precio que el mercado paga a los generadores por la energía.

SMP (System Marginal Price): precio marginal del sistema.

LOLP: Índice de confiabilidad del sistema.

VOLL: Valor de la energía no suministrada

Un incremento del LOLP [83], es una señal para incentivar las inversiones en nueva capacidad, ya que una mayor remuneración motiva el ingreso de nuevos generadores, incrementando la capacidad disponible en el sistema. Sin embargo, los generadores pueden declarar menores disponibilidades con el propósito de aumentar sus incentivos por el cargo de potencia, situación que debe ser controlada mediante las apropiadas medidas regulatorias.

### **3.2.5 PERÚ**

El mercado eléctrico de Perú, en forma similar al de otros países, tiene un mercado de corto plazo y un mercado de contratos a plazo, desvinculado del primero. Se realizan subastas para la compra de energía a corto y largo plazo.

#### **3.2.5.1 Funcionamiento del mercado eléctrico**

El mercado eléctrico mayorista peruano [85] corresponde a un modelo de pool obligatorio, el cual es abastecido por los generadores centralizadamente y operado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), a través de contratos financieros que son independientes del despacho real al mínimo costo del sistema; lo cual genera un mercado secundario llamado “mercado a corto plazo” para efectuar las transferencias de potencia y energía activa y reactiva; estas últimas transacciones son valorizadas a precios spot en la barra de entrega.

#### **3.2.5.2 AGENTES QUE PARTICIPAN**

Los agentes participantes son generadores, distribuidores, transmisores y usuarios libres, mismo que integran el COES [108].

La capacidad de generación instalada de Perú está constituida por fuentes de energía térmica e hidroeléctrica, aproximadamente en partes iguales. En el año 2006, el país tenía una capacidad instalada [93] de 6,7 GW, de la cual el 52% correspondía a la generación térmica y el 48% a la generación hidroeléctrica, con un porcentaje insignificante de otras fuentes de energía renovable. De la

capacidad total, el 84% (5,63 GW) entra en el mercado eléctrico, mientras que el restante 16% (1,03 GW) se genera para consumo propio.

Sin embargo, la generación eléctrica no está dividida de manera uniforme entre las dos fuentes principales. En el mismo año 2006, el 72% de la generación de electricidad total de Perú provenía de las plantas hidroeléctricas; las plantas térmicas convencionales sólo funcionaban durante períodos de demanda máxima o cuando la producción hidroeléctrica estaba restringida por fenómenos meteorológicos. Esta “infrautilización” de la capacidad térmica del país se debe a los altos costos variables de la generación térmica. En 2004, el margen de reserva del país se calculaba en 45%.

### **3.2.5.3 Actividades que se desarrollan [93]**

#### **Generación:**

En 2006, 38 compañías generaban electricidad para el mercado, mientras que 78 compañías producían electricidad para uso propio. De las 38 compañías, cuatro representaban el 70% de la capacidad total: EDEGEL S.A.: 1.574 MW , Electroperú S.A. (ELP): 1.032 MW , Energía del Sur S.A. (ENERSUR): 725 MW y EGENOR: 522 MW .

ELP domina la producción hidroeléctrica con el 32% del total, mientras que EDEGEL lidera la generación térmica, también, con el 32% del total.

Las compañías privadas dominan el sector de la generación. En cuanto a participación, las compañías estatales representan el 31% de la capacidad de generación, mientras que el 69% restante está en manos privadas. Los porcentajes de producción son 40% y 60% para las compañías estatales y privadas respectivamente.

#### **Transmisión:**

El 100% de las actividades de transmisión en Perú están en manos privadas. En el año 2006, había 6 compañías dedicadas a la transmisión eléctrica en Perú: Red de Energía del Perú S.A. (REPSA), con el 28% de las líneas de transmisión, y Consorcio Energético Huancavelica (CONENHUA), Consorcio Transmantaro S.A. (S.A. Transmantaro), Eteselva S.R.L, Interconexión Eléctrica ISA Perú (ISAPERU)

y Red Eléctrica del Sur S.A. (REDESUR), con el 15% de las líneas. Las empresas de generación y distribución y las que generan electricidad para consumo propio operan el 57% restante de las líneas de transmisión.

#### **Distribución:**

En el mismo año 2006, el 63% de la electricidad se comercializaba a través de 22 empresas de distribución, mientras que el 37% restante se comercializaba a través de empresas de generación. Las compañías que se distinguieron por sus ventas a los consumidores finales fueron: Luz del Sur (21%), Edelnor (21%), Enersur (9%), Edegel (8%), Electroperú (5%), Hidrandina (4%), Termoselva (4%) y Electroandes (4%).

Las compañías públicas de distribución suministran electricidad al 55% de los clientes existentes, y el 45% está en manos de compañías privadas. Sin embargo, en términos de electricidad distribuida, las compañías privadas estaban a la cabeza con el 71% del total, frente al 29% para las compañías públicas.

#### **3.2.5.4 Tipo de contratos que se transan.**

Las ventas de electricidad de generadores a distribuidores para el servicio público de electricidad se efectúan a través de contratos resultantes de licitaciones, es decir se introduce un sistema de subastas que resulta en contratos a largo plazo con precios firmes. Las licitaciones se deben iniciar con una anticipación mínima de tres años, y son supervisadas por el organismo regulador OSINERG, que además establece un precio máximo para la adjudicación de los contratos, precio que se mantiene en reserva durante el proceso de licitación.

#### **3.2.5.5 Cargo por capacidad**

El pago por capacidad que reciben los generadores en este país, se calcula mensualmente considerando los siguientes criterios:

- Ingresos garantizados por potencia firme que requiere el sistema.
- Ingresos adicionales por potencia generada en el sistema.

- Egresos por compra de potencia al sistema, donde el valor de la transferencia para cada generador es igual a los ingresos mencionados en los puntos anteriores.
- El precio unitario de la potencia [95] se define considerando el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico.

El precio de la potencia unitario se denomina “precio básico de potencia”, cuyos criterios y procedimientos de cálculo se encuentran definidos en el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas de Perú. Un reciente cálculo determina el valor de 64.73 US\$/kW – año.

La capacidad a remunerar es la correspondiente a la demanda máxima agregada más un margen de reserva. Los consumidores pagan parte de dicha potencia en función del consumo en coincidencia con las máximas demandas del sistema.

### **3.3 COMPARACIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES**

La siguiente tabla constituye un resumen de la información incluida en los numerales anteriores de este Capítulo.



	<b>Característica de generación</b>	<b>Tipo de Mercado</b>	<b>Característica del Mercado</b>	<b>Tipo de Remuneración</b>	<b>Características de la Remuneración</b>	<b>Continuidad del Servicio</b>
<b>NORD POOL</b>	Noruega 99% hidroeléctrico Dinamarca 88% termoeléctricas. Finlandia la combinación de termoeléctrico 50%, y nucleares 31%. Suecia la combinación de hidroeléctricos con el 50% y nucleares 44%	Contratos financieros y físicos que cubre la mayor parte de mercado.	Los participantes pueden presentar ofertas horarias precio / cantidad para demanda, y demanda el mercado del día siguiente. Un porcentaje pequeño de energía se transa de esta manera.	Mercado de solo energía, sin Cargo por Capacidad	Las generadoras ofrecen energía a un precio de mercado (Precio dado). Se benefician las estructuras siempre y cuando CMg < Precio de Mercado	La prestación del servicio es sin interrupciones, por que se considera las centrales de cada uno de los países.(Noruega, Dinamarca, Finlandia, suecia).
<b>ESPAÑA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Térmicas y de cogeneración: carbón 26%, gas 18%</li> <li>•Hidráulicas 38%</li> <li>•Nuclear 18%</li> <li>•Centrales de Energías Renovables (Eólica Solar etc)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Contratos Bilaterales Físicos de Mediano y Largo plazo.</li> <li>•Mercado Diario e Intradía</li> <li>•Servicios auxiliares que funcionan en mercados separados.</li> </ul>	Se presentan ofertas simples. Para cada horario y unidad de producción se estipula un precio y cantidad de energía. En las ofertas complejas se incorporan elementos adicionales como ingresos mínimos, gradiente de carga, etc. Un cargo por capacidad es agregado al precio final de energía.	Garantía por Potencia	Este pago se remunera en función de la Capacidad disponible, haya o no entrado en funcionamiento. La retribución es anual y distribuida proporcionalmente dependiendo de dos factores: <ul style="list-style-type: none"> <li>•Coeficiente de disponibilidad de la Unidad.</li> <li>•Potencia Equivalente</li> </ul>	Su prestación de servicio es continua, por las diferentes centrales de generación que tiene.
<b>COLOMBIA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Hidroelectricas 69%</li> <li>•Termoelectricas 31%</li> <li>•Interconexiones (ecuador, etc.)</li> </ul>	Se pueden suscribir contratos financieros. El mercado no es operador del sistema ni la bolsa de energía pero deben registrarse ante el mismo.	Los generadores deben presentar ofertas horarias al operador del sistema ISO, las cuales deben reflejar el costo variable de generación. Se suponen ofertas uninodales. El cargo por confiabilidad para aquellos generadores con la obligación efectiva de energía.	Cargo por confiabilidad	•Generador oferta al regulador "obligaciones de Energía Firme" pagadas a un precio fijo determinado en un proceso de subasta realizada con 3 años de entrar en vigencia. El regulador determina OF con 3 años de antelación. El regulador calcula la curva de demanda de Energía Firme para la subasta. El regulador asigna los pagos de consumo en un cargo por confiabilidad.	Su prestación de servicio es continua, y confiable, a diferencia del cargo por capacidad.
<b>INGLATERRA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Hidroeléctricas 2%</li> <li>•Térmicas(carbón 34%, gas 31%, central que es la que mas predomina)</li> <li>•Nuclear 25%</li> </ul>	Mercado conocido como el Pool donde solo se realiza las transacciones en contratos financieros de tipo contratos por diferencia y forwards.	Los generadores presentan ofertas horarias múltiples y no firmes. El pago por precio marginal del sistema y cargo por capacidad se calcula según la demanda pronosticada.	Cargo por capacidad	El pago por capacidad remunera la generación con el valor esperado del precio de la energía a cada hora calcula la probabilidad de perder carga por métodos probabilísticos. Las centrales hidroeléctricas facilitan el cálculo LOLP, por que su aportación es mínima	Su prestación de servicio es continua, lo que llama a que haya inversión en ese país.....

**Tabla 3.2.- Comparación de Experiencias Internacionales**

## **CAPÍTULO 4**

### **EL MEM ECUATORIANO Y EL PAGO POR CAPACIDAD**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

En el capítulo 4 se analiza el funcionamiento, la organización, los agentes, y las actividades que se realizan en el mercado eléctrico mayorista de Ecuador; detallando los procedimientos para la remuneración de los generados.

En éste se plantean las alternativas para el pago por capacidad, que pueden aplicarse, en el país, de continuar el modelo marginalista o para el caso de que se cambie.

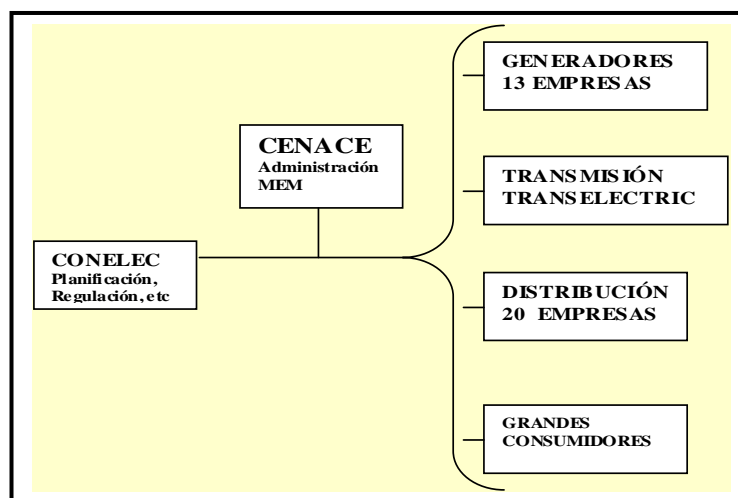
#### **4.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR ECUATORIANO**

De acuerdo a la la ley<sup>1</sup> la estructura [22] institucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano es:

- El Consejo Nacional de Electricidad;
- El Centro Nacional de Control de la Energía;
- Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

---

<sup>1</sup> Ley: es la ley de Régimen del Sector Eléctrico, promulgada en el Registro Oficial Nro.43 del 10 de octubre de 1996 y sus reformas.



**Figura 4.2.** Estructura del Mercado Eléctrico

Para el caso de la generación, transmisión y distribución deben cumplir los objetivos la Ley del Régimen del Sector Eléctrico-LRSE:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;

- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

#### **4.2.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

El Mercado Eléctrico Mayorista es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctrica.

##### **4.2.1.1 Funcionamiento del mercado eléctrico mayorista**

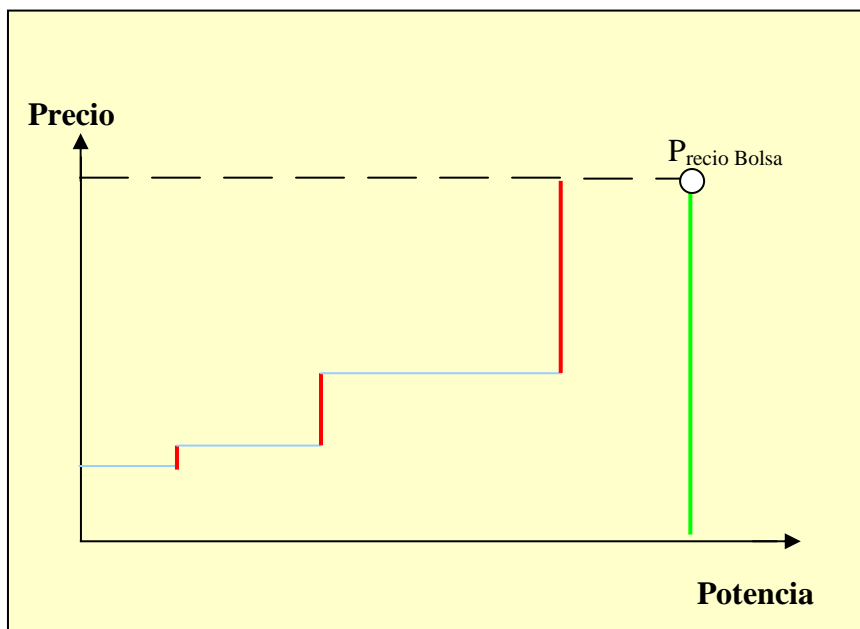
El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que se celebran en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional y contratos a plazo.

El mercado eléctrico mayorista abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se

incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia [38]. Es decir, el sistema está concebido de tal manera que los generadores presentan para cada hora del día propuestas de disponibilidad de generación y de precios a los cuales prestan el servicio.

La entidad central encargada del despacho de energía es el CENACE [53] el cual recibe las propuestas para establecer una curva de oferta creciente en orden de precio ofrecido y fija como precio de bolsa<sup>2</sup> correspondiente al cruce del último escalón de la oferta con la demanda del mercado para esa hora del día, como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 4.2.1. (a) Precio de Bolsa.**

- | La altura de cada escalón es el precio que ofrece el generador
- La longitud horizontal es la cantidad que ofrece el mismo,
- | La demanda esta representada por la línea vertical que al intersecar con el precio dado en el último escalón, indica el precio de bolsa.

<sup>2</sup> El precio de bolsa corresponde al precio de oferta más alto en una hora dada, el mismo que resulta del despacho ideal [17]

#### 4.2.1.2 Agentes que participan en el MEM

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) estará constituido por las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con una concesión, permiso, licencia, o registro, otorgado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Las funciones de los agentes se describen a continuación [39]:

Los Generadores son las que producen el suministro eléctrico, mediante las plantas generadoras del año 2007 – 2008 tenemos: 52,3% de la energía producida es de origen hídrico, mientras que el 47,7% restante es producido por 19 plantas generadoras a base de diesel o gas, con niveles de eficiencia cercanos al 50% y con edades que oscilan entre los 20 años[34], que se le considera también las interconexiones[25].

La producción de energía eléctrica en el MEM durante el primer semestre del 2008 se detalla a continuación [65]:

<b>Centrales</b>	<b>Energía [GWh]</b>	<b>Porcentaje [%]</b>
<i>HIDROELECTRICAS</i>	5.790	71,2
<i>TERMoeLECTRICAS</i>	2.193	27
<i>IMPORTACION DE ENERGIA (COLOMBIA)</i>	142	1,8

**Tabla 4.2.2.** Producción de Energía Eléctrica.

Para la única Empresa de Transmisión (TRANSELECTRIC), el cual está conformado por un anillo central de 230 kV que cubre la zona andina del país y parte de la costa con un total de 1,041 de líneas. A este anillo se conectan seis líneas de 138kV, y se desprenden dos líneas de 138 a 69 kV , dos de 69kV. Por tanto está en la obligación de expandir el sistema en base a planes aprobados

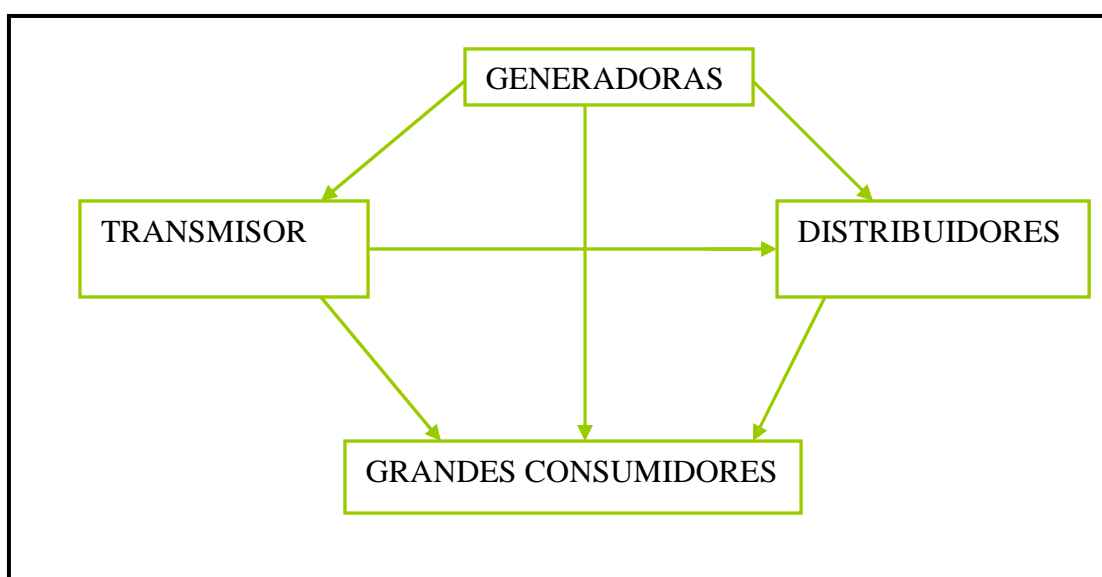
por el CONELEC [52]. El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema sobre la base de planes preparados y aprobados por el CONELEC.

La Distribución y Comercialización de energía eléctrica se realizan por 20 sociedades anónimas con base en contratos de concesión otorgados por el CONELEC para un área geográfica definida, basada en la competencia por comparación.

Los Grandes Clientes están facultados para negociar directamente con los generadores la energía que demandan y son aquellos con una demanda igual o superior a 650 kW.

Hasta la fecha la mayor parte de las empresas son de propiedad pública, pues el Fondo de Solidaridad es propietario de Transelectric [16], de las empresas generadoras más importantes y dueño de la mayoría de las acciones de las empresas de distribución, frente a una participación minoritaria de Municipios y Consejos Provinciales. Los intentos de privatizar [23] o aún de incorporar administradores privados a las empresas de distribución fracasaron y son pocos los actores privados que operan empresas de generación.

En el siguiente esquema se presenta como se relacionan entre sí dependiendo de sus actividades los agentes que conforman MEM:



**Figura 4.2.1. (b) Relación entre agentes**

#### **4.2.1.3 Actividades que se desarrollan en el MEM**

Las actividades [21] que se desarrollan en el mercado eléctrico mayorista son<sup>3</sup>:

**Generación:** La actividad de generación será desarrollada como un proceso productivo de libre competencia por parte de las personas jurídicas autorizadas por el CONELEC, mediante concesión, permiso o licencia, según lo establecido en las leyes reglamentos y demás normas.

Los generadores corresponden a la generación de energía eléctrica exclusivamente para cubrir con la demanda, con niveles de confiabilidad y seguridad a un área del sistema nacional interconectado, acorde a las leyes, regulaciones y procedimientos vigentes, independientemente de la red de transmisión.

#### **Transmisión:**

La actividad de transmisión de energía eléctrica desde los centros de producción hacia los centros de consumo, será ejercida por la compañía única de transmisión, propietaria de las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión, que comprende: las líneas y subestaciones de transmisión, las estructuras, terrenos, instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la transmisión.

#### **La Distribución y Comercialización:**

El servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica será realizado por compañías constituidas como sociedades anónimas, que operan bajo el régimen de exclusividad regulada en sus respectivas áreas de concesión, que le obliga a la prestación del servicio y a la satisfacción de la demanda en las condiciones establecidas en los reglamentos de aplicación de la ley, regulaciones, instructivos y los respectivos contratos de concesión.

#### **4.2.1.4 Tipo de contratos que transan en el MEM**

Las transacciones que se realizan en el mercado eléctrico mayorista [57] son:

---

<sup>3</sup> Artículos:7,8,9 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.



#### 4.2.1.4.1 Mercado Ocasional

En el mercado ocasional se realiza compra-venta de electricidad donde el precio de la energía depende del costo marginal del sistema, establecido en condiciones de despacho económico<sup>4</sup>.

Este mercado se refiere al mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento [38]. En este mercado, el precio de la energía eléctrica se define en función del costo marginal. El precio establecido para cada hora se denomina precio de mercado (PM), donde el CENACE liquida las transacciones de energía incluyendo las transacciones del Mercado de contratos que se cumplan en el mercado ocasional [37].

El costo marginal de mercado, en la normativa ecuatoriana, se encuentra definido como el costo marginal de la energía, referido a la barra de mercado, mediante la aplicación del correspondiente factor de nodo horario. La barra de mercado es asignada por el CONELEC y sirve de referencia para determinar el precio de la energía. Para el MEM Ecuatoriano la barra de mercado<sup>5</sup> esta representado por la subestación Pascuales.

La producción y el consumo de energía se valoran cada hora, por lo cual existe variabilidad de precios. En este mercado existe un orden de ingreso de las distintas centrales de generación para cubrir la demanda horaria, en función de sus costos variables de producción<sup>6</sup>, es así como se ha definido centrales o grupos de generación para demanda base, demanda media y demanda pico. El costo horario impone el último generador que ingresa a cubrir ese tramo de la curva de carga y todos los demás generadores que estén entregando energía en ese momento son liquidados a ese valor. El transmisor tiene un valor por la cantidad de energía transportada por sus líneas y se toma de referencia un nodo

---

<sup>4</sup> Despacho económico: Es la asignación específica de carga a las unidades de generación para lograr el suministro de energía de mayor economía en condiciones de confiabilidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

<sup>5</sup> La Barra de Mercado es asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía en la barra de mercado, se calcula a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo, por tanto es la barra eléctrica de una subestación específica.

<sup>6</sup> Costos variables de producción: es aquel necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora y que cambia en función de la energía producida. Sus componentes son: combustible, transporte, lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación, agua potable, energía eléctrica para servicios auxiliares, mantenimientos programados, costos variables de operación.

ubicado en el centro de carga más importante del Mercado, este valor deben asumir todos los otros actores y debe ser tal que le permita cubrir sus gastos operativos, sus pérdidas técnicas y tenga una rentabilidad adecuada. Los distribuidores y grandes consumidores son los encargados de entregar la energía al consumidor final y realizar las transacciones económicas por el servicio entregado al usuario.

#### **4.2.1.4.2 Mercado de Contrato a Plazos**

En el mercado de contratos a plazo [13], la cantidad de energía y precio son pactados libremente entre los agentes (generadores y generadores-distribuidores; etc)

### **4.3 PAGO POR CAPACIDAD: ANÁLISIS DE LA NORMATIVA VIGENTE**

El Pago por Potencia que reciben los generadores es el costo unitario por potencia multiplicado por la potencia remunerable de ese generador.

Dentro del Pago por Potencia se analizará la normativa del MEM relacionado con la remuneración de potencia determinando los aspectos fundamentales como:

- Precio Unitario de Potencia
- Concepto de potencia sujetos a la Remuneración
- Cálculo de Potencia Remunerable puesta a Disposición.
- Determinación de Potencia Remunerable puesta a Disposición

#### **4.3.1 Precio Unitario de Potencia (PUP)**

El precio Unitario de Potencia, es el precio con el cual se remunerará la potencia puesta a disposición y las transacciones por concepto de regulación primaria de frecuencia. Valor determinado por el CONELEC de 5.7USD/kW-mes, que corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la central termoeléctrica más económica (unidad de gas con combustible diesel) para cubrir con la demanda máxima, sobre la base

establecido en el artículo 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM., El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar será definido cada cinco años por el CONELEC.

La determinación del precio unitario de potencia (**PUP**) y los parámetros utilizados, por el CONELEC que se muestra en la tabla 4.3.1 son:

- La potencia firme del generador es el 90% de la capacidad instalada.
- La inversión total de la planta es el resultado de multiplicar la capacidad instalada con el costo por kW.
- El desembolso anual promedio requerido es la anualidad de las inversiones realizadas en la cobertura de máxima carga que se involucra la inversión total de la planta, la vida útil y la tasa de descuento.
- Los costos fijos de operación y mantenimiento son el 2% del valor de la inversión total de la planta.

#### **DETERMINACIÓN DEL PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA REMUNERAR**

**Equipamiento Equivalente:** Turbina de Gas ciclo abierto

**Datos del Equipamiento:**

Capacidad Instalada (mW)	90
Potencia Firme (mW)	81
<b>Inversión Total de la Planta</b>	<b>36,000</b>
Vida Útil (años)	15
Tasa de Descuento anual	11.20
<b>Desembolso anual promedio requerido (miles USD)</b>	<b>5,062</b>
Costos fijos de operación y mantenimiento.	720
Costo total anual	5,782
<b>Costo medio anual (USD/kW)</b>	<b>71.38</b>
<b>Cálculo del dividendo mensual</b>	
Vida Util (meses)	180
Tasa de descuento mensual	0.889
<b>Desembolso mensual promedio requerido. (miles USD)</b>	<b>402</b>
Costos fijos de operación y mantenimiento	60
Costo total mensual	462
<b>Costo medio mensual (USD/kW)</b>	<b>5.7</b>

**Tabla 4.3.1.** Cálculo del Precio Unitario de Potencia (CONELEC)

#### 4.3.2 CONCEPTOS DE POTENCIA SUJETOS A LA REMUNERACION.

**Potencia puesta a disposición:** Es la cantidad de potencia que será remunerada a cada generador puesta a disposición sean estas hidroeléctricas o termoeléctricas, que cubrirán la demanda máxima correspondiente a la hora punta del período noviembre-febrero.

**Reserva para regulación secundaria de frecuencia:** este valor se remunera al precio unitario de potencia, (artículo 18, Reglamento del Funcionamiento del MEM), así como la selección de los generadores serán determinadas por el CENACE,(artículo 17, Reglamento del Funcionamiento del MEM). **Ver anexo 2**

**Reserva Adicional de potencia (RAP):** es la reserva [11] sobre la potencia puesta a disposición para cumplir con las condiciones de calidad del suministro y confirmarse de su disponibilidad licitada de conformidad con la ley (artículo 17, Reglamento del Funcionamiento del MEM), que se evaluará semanalmente por el CENACE.

La Reserva Adicional se remunerará con el valor licitado el mismo que no será mayor que al definido para la potencia remunerable puesta a disposición y reserva para la regulación de frecuencia (artículo 18 del Reglamento del Funcionamiento del MEM).

#### 4.3.3 CÁLCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN [31] (PRPD)

La Potencia Remunerable Puesta a Disposición-PRPD es el valor sobre el cual los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos, reciben los ingresos por la disponibilidad que aportan al sistema.

Por tanto el cálculo, para las plantas hidroeléctricas, se obtendrá mediante la utilización de sus energías firmes<sup>7</sup>; y, para las unidades termoeléctricas, tomando en cuenta sus potencias efectivas.

---

<sup>7</sup> Energía Firme: es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación técnica. Según el art.3 del Reglamento Sustituto del Funcionamiento del Mercado Eléctrico La energía Firme "es la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90% anual"

## Cálculo de la PRPD

El cálculo, se efectuará en base a la producción de energía de cada planta o generador en forma individual, dentro del período noviembre – febrero. El cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, tomará en cuenta: la potencia efectiva, la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados para el período noviembre – febrero. **(Ver anexo 1)** Para el efecto se tienen las siguientes consideraciones:

- Centrales hidroeléctricas en operación: se obtendrá mediante estadísticas de energía de los últimos diez años, para luego sacar la producción promedio.
- Nuevas centrales hidroeléctricas: su escenario hidrológico se calculará, con la producción de energía pronosticada.
- Las hidroeléctricas con embalse de regulación u otras centrales con características especiales, cuyas producciones energéticas en el siguiente año no son determinadas por el CENACE, requieren de la intervención de los agentes que entregarán un plan de producción, dicho plan podrá ser calculado mediante la estadística operativa de producción, los agentes presentarán un plan que garantice el 90% de cumplimiento mensual.
- Por tanto la fórmula para determinar la potencia media y la efectiva es:

$$P_{media} = \frac{\text{Producción de Energía}}{\text{\# horas del período}}$$

- En el cálculo se consideran los generadores que participarán en la cobertura de la demanda máxima del período.
- En las centrales térmicas se calcula la Potencia media que es el promedio de la potencia efectiva, considerando disminución por efecto de los mantenimientos declarados. Los costos variables [24] de las centrales termoeléctricas corresponden a los declarados para el mes de septiembre de cada año. Las centrales térmicas cubren la demanda máxima por orden de mérito de los costos variables de producción en el período noviembre - febrero.

- Las importaciones de energía serán consideradas por el CENACE de acuerdo a la estadísticas de precios y de capacidad operativa de las importaciones por los enlaces internacionales para el período noviembre - febrero. Esta incorporación es para fines de cobertura de la demanda más no remunerativos.

En caso de insuficiencia de recursos de generación para la cobertura de la demanda máxima del período se remunerará únicamente la potencia puesta a disposición por los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles en el MEM.

#### **4.3.3.1 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva Técnica**

Es el valor determinado por el CENACE, trimestralmente de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico. Este cálculo se lo efectuará de acuerdo al artículo 48 del Régimen del Sector Eléctrico para los periodos: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio, julio-septiembre.

La asignación para la reserva se la hará de acuerdo a los requerimientos técnicos, donde los generadores asignados para cubrir la reserva recibirán el valor PR durante el trimestre correspondiente.

#### **4.3.3.2 Indisponibilidad de la generación termoeléctrica.**

Los generadores termoeléctricos no recibirán remuneración de potencia durante los periodos de indisponibilidades de sus unidades:

- Mantenimientos programados o emergentes.
- Salidas forzadas
- Fuerza mayor, caso fortuito u ocasionado por terceros.
- Falta de combustibles, repuestos, lubricantes u otros insumos.
- Limitaciones operativas por regulaciones ambientales.

- Las unidades termoeléctricas que no puedan operar por régimen continuo o por limitaciones recibirán la remuneración proporcional de acuerdo al número de horas de operación.

En caso de indisponibilidad parcial de potencia no recibirán la remuneración correspondiente al segmento de potencia disminuido.

La potencia de la central termoeléctrica será calculada diariamente con la existencia actual de combustible y el rendimiento de la unidad a potencia efectiva declarado para el mes que transcurre. Para tal efecto los generadores termoeléctricos declaran diariamente al CENACE , la potencia disponible de la unidad y el combustible.

#### **4.3.3.3 Reliquidación de la potencia remunerable puesta a disposición**

El promedio de la potencia media puesta a disposición, durante el período noviembre- febrero aportada realmente por cada unidad térmica será la asignación de potencia remunerable que deberá utilizarse para todo el período octubre-septiembre; por lo tanto, este nuevo valor se lo comparará con el PRPD asignada y se calculará la remuneración que corresponda, procediendo a la reliquidación de cada generador térmico en el período octubre – febrero y que será también el que se considere para el pago del resto del período, marzo – septiembre. La reliquidación será para el mercado interno y no afectará a las transacciones internacionales de electricidad.

#### **4.3.3.4 Incremento de la capacidad de Energía.**

Si se incrementa la capacidad de generación por centrales que por indisponibilidad no estuvieron en el periodo noviembre – febrero, o por repotenciación de las unidades existentes, para el reajuste del cálculo se procederá de la siguiente manera:

En el caso de que el generador comunique al CENACE la disponibilidad de unidades que estuvieron indisponibles en el noviembre – febrero o centrales repotenciadas en el tercer trimestre del año julio – septiembre serán consideradas dentro del cálculo de PR para el siguiente periodo octubre septiembre.

Si las centrales que estuvieron indisponibles en el periodo noviembre – febrero o por las centrales reponteciadadas comunican su disponibilidad durante los otros tres trimestres del año octubre – diciembre, enero – marzo o abril – junio, se les incorporará de la siguiente manera:

Se le incluirá para el cálculo de la Potencia Remunerable para la reserva en las revisiones trimestrales que efectúa el CENACE, de acuerdo al artículo 48 de la LRSE.

Si no existe déficit para la cobertura de la demanda y la reserva será considerada en los procesos de licitación de la reserva adicional de potencia.

#### **4.3.3.5 Verificación de la disponibilidad de las unidades generadoras**

El CENACE [11] podrá solicitar la entrada en operación de cualquier unidad generadora que reciba la potencia remunerable, en cualquier momento que considere necesario, a petición del CONELEC o disponer la realización de una auditoria técnica. La verificación será por lo menos una vez cada tres meses para unidades que no hubieran sido despachadas.

Los costos de las pruebas de verificación o auditoría técnica serán a cargo del propietario. Este recibirá el costo marginal del mercado durante el período de prueba.

En caso de que la prueba resulte fallida se descontará al generador lo percibido por potencia remunerable; el descuento por no pasar la prueba en ningún caso podrá ser mayor a la remuneración correspondiente a tres meses.

#### **4.3.4 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN**

El cálculo se realiza con base a los resultados de estudios del CENACE sobre planificación de operación, para este cálculo se requiere los siguientes puntos:

- Simulación de la Operación Económica del Sistema a Mediano Plazo.
- Despacho Económico Horario.



#### 4.3.4.1 Simulación de la operación económica

La simulación se realiza con un horizonte de planificación de un año, para el período octubre - septiembre, en etapas mensuales. Su objetivo es determinar un programa para cada central hidroeléctrica o termoeléctrica considerando el estado del sistema, la demanda de mercado, las afluencias hídricas y restricciones operativas. En la simulación se calcula la operación prevista al mínimo costo posible cumpliendo criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

La información básica del sistema para ejecutar la simulación es:

- Proyecciones de demandas mensuales de potencia y energía del S.N.I;
- Políticas de evolución de los niveles de los embalses durante el año hidrológico;
- Políticas de reservas energéticas en los meses del periodo seco;
- Previsión de caudales medios mensuales afluentes a cada una las plantas hidroeléctricas del sistema, para varios escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible, partiendo desde un escenario base que tenga una probabilidad de excedencia de 90% mensual (hidrología seca).
- La disponibilidad [11] de las unidades de generación e interconexiones internacionales durante el periodo seco.
- Fechas de entrada en operación de nuevas centrales de generación.
- Programas de mantenimiento de la red de transmisión.
- Programas de mantenimiento de las unidades de generación a ser despachadas centralmente,
- Restricciones operativas del S.N.I.
- Rendimientos medios de cada unidad de generación.
- Costos variables de generación determinados en función de los precios internacionales de los combustibles.
- Factores de nodo de cada generador.

Los resultados de la simulación se refiere a los aportes de producción mensual de energía de las generadoras, que se espera serán entregadas en la barra de mercado durante la estación seca del sistema.

#### **4.3.4.2 Despacho Económico**

Este proceso lo realiza el CENACE, según las normas establecidas por el Reglamento de Despacho y Operación del SNI, artículo 8.

Para fines del cálculo del PR el despacho horario se ejecutará sobre curvas de carga de días típicos representativas de cada uno de los meses de la estación seca compuesta de 24 bloques horarios dependiendo de las variaciones que se producen en la demanda se pueden optar por los siguientes días tipo:

- Tipo 1: días martes, miércoles, jueves
- Tipo 2: días lunes y viernes
- Tipo 3: días sábado
- Tipo 4: días domingo
- Tipo 5: días festivos

Para simplificar el proceso, también se pueden agrupar los días típicos tales como:

- Tipo 6: días de lunes a viernes
- Tipo 7: días sábado, domingo y días festivos.

Los coeficientes de forma de las curvas se obtendrán de la estadística de demanda máxima horaria disponible en el CENACE y que se establece como la relación entre la demanda del bloque horario correspondiente con respecto a la demanda máxima que ocurre en los días típicos del mes considerado.

La demanda horaria, en cada curva típica de carga, se obtendrá multiplicando el coeficiente de forma de la curva tipo por la demanda máxima que ocurre en el mes y días típicos correspondientes. El nivel de demanda horaria será reajustado de forma que la suma de energías diarias de todos los días típicos de un mes, sea igual a la proyección de demanda de energía mensual considerada en la simulación de la operación a mediano plazo.

De la simulación se obtiene la producción óptima de energía mensual, y con la aportación de las centrales de generación que cubre la demanda máxima, se calcula el aporte mínimo mensual diario  $C(k)$ , valor con lo que cada generador participará en la curva de carga diaria del sistema, el aporte  $C(k)$  se determinará para cada día típico tratado en el despacho horario, los coeficientes de repartición de la energía mensual de los días tipo con lo cual deberá ser reajustado cumpliendo con la condición:

$$\text{Generación Diaria} = \text{Demanda Diaria.}$$

Con el reajuste la condición cambia:

$$\text{Generación Mensual} = \text{Demanda Mensual.}$$

#### **4.3.4.3 Prioridad de Despacho en las unidades**

El despacho económico será en orden de mérito establecido según al costo variable declarado por el generador, tanto hidroeléctrico como termoeléctrico.

#### **4.3.5 PERIODOS HORARIOS**

El Reglamento de Tarifas identifica los siguientes periodos horarios:

Los períodos de horarios se identifican:

- De punta: Desde las 17:00 hasta las 22:00 de lunes a domingo;
- De demanda media: Desde las 07:00 hasta las 17:00 de lunes a viernes;
- De base: Las restantes horas de la semana.

Los días festivos nacionales se consideraran horas de punta y base similares a las del día domingo.

#### **4.3.6 DESPACHO HORARIO**

Las aproximaciones para este efecto se toma como referencia el aporte de energía diaria  $C(k)$  , cuya planta debe realizar para cubrir la demanda energética del sistema a nivel mensual variable  $C(k)$ , para sus distribución se considera los siguientes criterios:

- Se asigna a la central Paute la función de barra de generación oscilante, por lo tanto, Paute entregará la energía faltante que se requiere para cubrir la demanda en cada bloque horario. La generación de Paute se calcula con la ecuación:

Generación Paute =( Demanda horaria – (Generación Hidro sin Paute +  
Generación Termo))

- Se despacha la generación forzada y obligatoria.
- Las plantas hidroeléctricas de pasada operan en la base.
- Las plantas hidroeléctricas con embalse de regulación diaria, semanal o estacional operan con: Potencia mínima en horas de demanda de base

#### **4.3.7 APLICACIÓN DE DEFINICION DE POTENCIA REMUNERABLE (PR)**

Lo dispuesto por el artículo 16 del Reglamento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y por la regulación CONELEC 003-04 del cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición, se aplica en la definición de las matrices de despacho horario así se obtiene los valores de potencia remunerable de cada mes. Con el número de horas que comprende los bloques horarios el número de días de cada mes se calcula una PR cuyos resultados serán comunicados por el CENACE a los respectivos generadores.

#### **4.3.8 LIQUIDACION DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION.**

#### 4.3.8.1 Liquidación de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PR)

La potencia remunerable de las plantas hidroeléctricas o térmicas calculadas por el CENACE [19] hasta el 30 de septiembre de cada año, detallado en los puntos 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, que en nuestro caso es un valor constante para todos los meses del año. Este establece los montos de potencia a ser considerados para la liquidación aplicable para cada mes del año analizado, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$\text{REMPR}_{g}^{\$} = P_{p}^{\$} * \text{PRTOT}_{g}$$

$$\text{PRTOT}_{g} = \sum_{i=1}^{n} \text{PR}_{i}$$

donde:

$\text{REMPR}_{g}$  Remuneración por potencia de cada generador.

$P_{p}^{\$}$  es el Precio unitario de la potencia que se evalúa para obtener el pago, valor constante calculado y definido por el CONELEC de 5.7USD\$/KW-mes

$\text{PRTOT}_{g}$ : Potencia remunerable total del generador g.

$\text{PR}_{i}$ : Potencia remunerable de cada unidad termoeléctrica o de la planta hidroeléctrica i.

Para el caso de indisponibilidad parcial o total de las centrales la potencia remunerable se escogerá el menor valor posible entre la potencia remunerable puesta a disposición y la potencia media puesta a disposición en el mes:

$$\text{PR}_{i} = \min (\text{PRPD}_{i}, \text{PMEP}_{m,i} )$$

$$\text{PMEP}_{m,i} = \frac{\sum_{d=1}^{n} \text{PMED}_{d,i}}{n}$$

$$\text{PMED}_{d,i} = \frac{\sum_{h=h1}^{h2} \text{PEF}_{i,h} * \text{FD}_{i,h}}{H}$$

$$FD_{i,h} = \frac{tDIS_{i,h}}{tTOT_{i,h}}$$

( $PMED_{d,i}$ ) :es el resultado de los promedios de las potencias efectivas puestas a disposición durante las horas de demanda media y punta del día analizado, para el caso de plantas hidroeléctricas y unidades turbo – vapor y para el resto de centrales térmicas en las horas de demanda base, media y punta (H).

$FD_{i,h}$ : es el factor de disponibilidad horario definido por el tiempo disponible en cada hora del día.

$PEF_{i,h}$  : Potencia Efectiva puesta a disposición por el generador i en la hora h.

$tDIS_{i,h}$  : tiempo real disponible de la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i en la hora h.

$tTOT_{i,h}$  : tiempo total disponible por el generador i en la hora h.

$h1$  y  $h2$ : horas de inicio y fin de la demanda media y punta, definidas de acuerdo al Reglamento de Tarifas.

Al final de cada mes se obtiene la remuneración total por potencia remunerable puesta a disposición de todos los generadores ( $REMTOTPR$ ), como la integración de las remuneraciones mensuales de todos los generadores ( $REMPR_g$ ):

$$REMTOTPR\$ = \sum_{g=1}^n REMPR\$_g$$

Adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente sobre Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) y su procedimiento de aplicación, existe una remuneración adicional a unidades generadoras que ingresan, en calidad de reemplazantes de generadores indisponibles. La remuneración total al final de cada mes por este concepto estará definido por ( $REMTOTPRE$ ):

$$REMTOTPRE\$ = \sum_{g=1}^n REMPRE\$_g$$

REMPRES<sub>g</sub> \$: Remuneración mensual a cada generador g por Potencia Reemplazante.

#### 4.3.8.2 Liquidación de Reserva Adicional de Potencia (RA)

El CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia en el MEM, para ello definirá el monto de potencia para reserva, de la lista de mérito de los generadores que no fueron considerados en la programación semanal.

La remuneración de la Reserva Adicional de Potencia (REMRAP<sub>g</sub>) de cada generador g evaluado semanalmente por el CENACE, se lo efectuará con el precio de la potencia (PRAP) que resulte licitado de la lista de mérito de los generadores considerados para reserva. Este valor no puede ser superior al precio unitario de la potencia a remunerar semanalmente (P<sub>p<sub>sem</sub></sub>):

$PRAP_{\$_{Sem}} \leq P_{p \$_{Sem}}$ . Además, debido a que la licitación de reserva es semanal y que dentro de cada mes existen semanas que se encuentran entre dos meses consecutivos, se considera:

El precio licitado para pago de la reserva de potencia (PRAP<sub>días</sub>), debe ser comparado con el precio de la potencia a remunerar prorrateado semanalmente (P<sub>p<sub>días</sub></sub>).

La remuneración por reserva de potencia debe ser realizada en forma diaria con el precio licitado prorrateado diariamente, con esto se evita el problema de cómo considerar la remuneración de reserva en semanas que se encuentran entre dos meses consecutivos.

Entonces:

$$REMRAP_{\$_{g \text{ día}}} = \min (PRAP_{\$_{días}}, P_{p \$_{día}}) * RAPOT_g$$

donde:

RAPOT<sub>g</sub>: es el monto de reserva adicional de potencia del generador g considerado para remuneración.

La reserva de potencia (RAPOT)<sub>g</sub> de cada generador g a considerarse, es la ofrecida semanalmente por las plantas o unidades de la lista de mérito, estas serán remunerados solo los montos de potencias de los generadores dentro de la lista de mérito, que no perciben remuneración por potencia remunerable puesta a disposición.

La remuneración mensual a cada generador g por reserva adicional de potencia (REMRAP<sub>g,m</sub>) quedará establecida como la integración de las remuneraciones diarias (REMRAP<sub>g,i</sub>)

$$\text{REMRAP}\$_{g,m} = \sum_{i=1}^n \text{REMRAP}\$_{g,i}$$

Una vez establecido el monto que percibirá cada generador por reserva de potencia en cada mes m, es necesario obtener la remuneración total (REMTOTRAP\$) que perciben todos los generadores considerados para pago de reserva adicional de potencia, con la expresión:

$$\text{REMTORAP}\$_{g,m} = \sum_{g=1}^n \text{REMRAP}\$_{m,g}$$

#### **4.3.9 CONCLUSION SOBRE EL MODELO VIGENTE AL PAGO POR CAPACIDAD.**

La metodología vigente en el país, de alguna manera garantiza con el suministro de la energía para cubrir demanda máxima, mediante las centrales.

La disponibilidad real de todas las unidades, llamada potencia media puesta a disposición tiene que ser evaluada permanentemente, ya que no es suficiente evaluar solo en los periodos de demanda punta y media.

En el cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición para cubrir con la demanda máxima, se deben considerar las unidades en operación evaluadas hasta el 30 de septiembre.

Las unidades previstas para entrar en operación fuera de este período o la presencia de nuevas generadoras para el aumento de la potencia a centrales existentes, no se les debería considerar en el cálculo del PRPD para demanda máxima, pero si en el de reservas.



Por tanto tomando en cuenta los puntos anteriores se puede concluir que el modelo actual del pago por potencia requiere fortalecer ciertas debilidades; se realiza mas adelante un análisis de los modelos de pagos por capacidad para obtener las experiencias que se puedan aplicar al modelo actual del país.

#### **4.4 COMPARACIONES DEL PAGO POR POTENCIA EN EL ECUADOR CON OTROS MODELOS**

En algunos de los nuevos mercados competitivos el pago por potencia se ha convertido en un método de remuneración complementario para los agentes generadores, una de las razones para la existencia de esta remuneración es que ha supuesto que los costos fijos son difíciles de recobrar a través de sistemas tarifarios basados solamente en costos variables de la producción de energía. Los generadores pueden ver una forma más estable de ingreso que el obtenido por venta de energía y por lo tanto habrá una mayor confianza en el momento de valorar su decisión de invertir en un mercado con este tipo de modelo.

Esos modelos reducen los riesgos debido a la volatilidad y a los altos precios de demanda punta que se presentan en muchos mercados. En el caso de Ecuador constituye un riesgo muy importante para los generadores que no cuentan con contratos que respalden el financiamiento de su inversión, lo que se explica en gran parte por el alto componente hidráulico de los recursos de generación del país y por el efecto de la estacionalidad climática en la disponibilidad de estos recursos.

##### ***Análisis Mercados de solo Energía:***

En este mercado de solo energía no existe pago por capacidad ni se organizan mercados obligatorios. Por tanto en este mercado no hay incentivos para nuevas generadoras. Los países que aplican este modelo son: California, Noruega, Suecia, Australia y Nueva Zelanda, que cuentan con un parque generador sobredimensionado y en algunos casos tiene interconexiones con otros países, razón por la cual la garantía de potencia no representa un objetivo primordial. Este modelo en sí plantea que la señal de precio de la energía que se forma libremente en el mercado spot, será lo suficientemente alta para cubrir el costo incremental de largo plazo, recuperar las inversiones e incentivar la entrada

oportuna de los proyectos. La solución del problema de la confiabilidad se deja en manos del mercado: no intervenir y esperar que la señal económica del precio direcciones la inversión. Aquí solo se reciben ingresos por la venta de energía.

#### *Comparación con el Ecuador:*

Este modelo radica en que solo proporciona reservas a corto plazo y no existe una provisión explícita de capacidad que asegure el suministro a largo plazo, En relación con el mercado ecuatoriano, si se asume que los precios del mercado spot pueden alcanzar los niveles adecuados, se tendría el problema de volatilidad de precios, e incertidumbre de la entrada oportuna de los proyectos de generación. La prevención al riesgo de los agentes, que claman por la estabilización de los ingresos, llevaría a la infra inversión. Así mismo, un modelo basado en una señal de corto plazo no ofrece el margen de tiempo necesario para reaccionar. Los precios se incrementarían significativamente, cuando ya exista el desequilibrio entre oferta y demanda y no haya tiempo para instalar nueva capacidad.

En algunos países entre ellos Inglaterra se llega a la conclusión que los contratos deberían ser entre generadores y consumidores siendo un mecanismo ideal para asegurar el nivel de confiabilidad deseado por los usuarios, dado que estos libremente decidirán cuánto quieren pagar para tener una garantía de suministro y cuál sería el nivel de confiabilidad que están dispuesto a pagar. En los mercados reales existe el problema de que el consumidor no tiene suficiente preparación para determinar el producto que le conviene y para especificar el nivel de seguridad que desee, razón por la cual este objetivo solo puede lograrse después de un largo período de aprendizaje y muy probablemente después de haber pasado por situaciones de racionamiento, que conducirían a la modificación del esquema antes de que el usuario hayan madurado suficientemente.

#### ***Análisis Mercados de disponibilidad:***

En este mercado se paga por la capacidad, están obligados a entregar energía por parte de los generadores con el objetivo de cumplir con la seguridad del sistema. Este se implementa mediante predicciones tomando en cuenta las reservas, mantenciones y fallas que establecen la capacidad necesaria para tener confiabilidad en el futuro. Por tanto se requiere de la intervención regulatoria que

mediante entidad central se encargará de especificar las obligaciones de potencia, donde se cumplirán produciendo o comprando potencia para realizar las transacciones directamente.

Tanto consumidores como generadores toman decisiones libremente con respecto a las obligaciones manteniendo el nivel de seguridad y eficiencia, donde el precio de energía y potencia conservarán el riesgo desprendido de los pagos que realizan los consumidores. Este modelo se da en los países del Noroeste de Estados Unidos, el sistema interconectado PJM y New York, Power Pool.

### **Conclusión:**

Uno de los problemas de este esquema es la competencia usada solamente para determinar el precio, pero no la cantidad que cada generador puede vender. Cuando solo hay unidades térmicas en el sistema, el regulador puede fácilmente calcular la capacidad firme de cualquier generador pero cuando se tiene un sistema hidráulico, esta capacidad firme es muy difícil de calcular ya que se convierte en un asunto controversial. Otra dificultad es que provee un incentivo débil a la operación confiable dado que el comprador no percibe el grado de compromiso y de cobertura que esta pagando por el producto. Por lo tanto no es factible implementarlo en el país.

### **Análisis Pagos por potencia por medio de la energía:**

El pago por potencia de solo energía es el exceso que realizan los consumidores siendo esta la remuneración que reciben los generadores. El costo marginal a corto plazo se basa en los precios de oferta y un algoritmo de optimización. Reciben remuneración extras por procedimientos que sobrevaloran el riesgo de falla.

Este modelo se implementa en Inglaterra y Gales donde:

- Presentan ofertas diarias
- Declaran la disponibilidad de centrales cada media hora
- Con la información actualizada se determina precio en base a la producción de energía y disponibilidad de centrales.

Este pago remunera energía y capacidad que el generador aporta al sistema, donde hay limitación de inversión por los mercados de corto plazo, hecho que se contraponen en la suficiencia que el sector eléctrico debe efectuar, este pago se da en sistemas donde no existe centrales hidroeléctricas .

### **Conclusión**

Este modelo plantea seguridad en el abastecimiento del suministro siempre y cuando en el sistema no haya centrales hidráulicas, que por motivos de cálculo presentan variables que dificultan su objetivo. Por tanto su implementación en Ecuador no sería viable ya que la mayoría del sistema eléctrico esta conformado por centrales hidráulicas, luego las térmicas, por ende el pago por potencia a los generadores es por potencia y energía dependiendo del tipo de central. Además menciona que la inversión esta condicionada, y un mercado con condicionamiento no tiene garantías. Nota: No se entiende bien lo que se quiere decir en la segunda mitad del párrafo

### **Análisis Pago explícito de potencia.**

Este modelo remunera la energía y potencia, su funcionamiento se basa en el cálculo realizado antes de la operación de un monto adicional llamado pago por capacidad, que serán entregados a todas las unidades disponibles en hora punta.

El objetivo es premiar para estabilizar sus ingresos durante un año e incentiva a los generadores estimulando la inversión. Los países que aplican estos modelos con diferentes conceptos son:

- España: garantía de potencia,
- Argentina: precio por confiabilidad
- Perú: precio base de potencia,
- Chile: potencia firme
- Ecuador :potencia puesta a disposición

### **Conclusión**

La ventaja de este modelo es que las centrales de punta reciben un pago fijo por capacidad durante todo el año. Para esto se requiere implementar un modelo que proteja a los consumidores de precios elevados.

Por tanto presentan problemas como:

- La determinación con el volumen de la remuneración.
- El proceso de corrección de precios es lenta.

Se puede concluir que para Ecuador se requiere mejorar debilidades que se presentan en el modelo actual con los pagos asociados que se asignan en relación a la contribución de cada generador, cálculo que depende del comportamiento esperado de cada grupo.

El pago que reciben las unidades térmicas debería ser durante todo el año, utilizando un modelo en donde proteja a los consumidores de precios elevados.

### **Análisis Vía opciones Financieras.**

El ente regulador organiza una subasta para los generadores que compitan entre si para vender opciones estandarizadas al mismo.

Las opciones son remuneradas al precio marginal por tanto recibirán un monto mayor al propio precio ofertado que corresponden al pago por capacidad, donde su objetivo es premiar a las centrales de potencia mas segura.

Esta manera de organizar el mercado permite al ente regulador asegurar un nivel de potencia para los momentos críticos en el futuro.

El reparto de los pagos por confiabilidad entre las distintas empresas queda en manos de los generadores los que competirán entre si para conseguir la cantidad optima y evitar problemas de pago administrativos ya que siempre hay conflicto, en el reparto que realiza el operador del sistema facilitando la resolución del precio que son calculados como producto de la competencia.

### **CONCLUSIÓN**

Este mercado sirve para sistemas donde las centrales entreguen potencia segura permitiendo al ente regulador garantizar un nivel de potencia para los momentos

más críticos que se presenten en el futuro. Sistema que en nuestro país no se puede asegurar por problemas de estacionalidad, ya que en días secos son períodos críticos que disminuye la entrega de potencia, razón por la cual se busca un modelo que motive la inversión de más generadoras.

Como se ha mostrado en los numerales precedentes de este capítulo, los mercados eléctricos, a diferencia de otros, tienen la particularidad de que el bien no es almacenable, los procesos de inversión son de larga maduración y presentan una elevada volatilidad en los precios. Esta situación o falla estructural del mercado, unido al papel estratégico que para la economía de un país tiene la electricidad, hacen que necesariamente los sistemas eléctricos requieran de algún grado de sobreinstalación, es decir una capacidad instalada mayor a la que el mercado definiría como óptima, con el fin de asegurar el abastecimiento confiable de electricidad. En un sistema predominantemente térmico o incluso hidrotérmico pero no sujeto a una variabilidad hidrológica fuerte, el margen de sobreinstalación requerido de capacidad no es alto. Además de la incertidumbre asociada al crecimiento de la demanda de energía y potencia, la incidencia de fenómenos climáticos y el hecho de que el sistema es predominantemente hidráulico con baja capacidad de regulación, hacen que el manejo de la confiabilidad en el largo plazo requiera en el sistema ecuatoriano, un tratamiento diferente a lo realizado en otros sistemas. Esta situación obliga a que el margen de reserva de capacidad tenga que ser mayor al de un sistema que solo enfrente la incertidumbre de la demanda de energía, pues de lo contrario el riesgo de racionamiento sería elevado.

También dejar que la garantía de suministro de energía en el largo plazo sea resuelta por el libre mercado sin ninguna intervención regulatoria, no es conveniente y entraña un alto riesgo, por lo que se considera indispensable tener un mecanismo de intervención regulatorio que ajuste las fallas estructurales del mercado.

En todo caso la recomendación que se desprende de todo este análisis, es que no existe una propuesta perfecta para solucionar todos los aspectos involucrados en un tema tan complejo como el de la confiabilidad. Todas las soluciones son

parciales y unas se pueden ajustar en mayor o menor grado a la realidad de cada país.

#### **4.5 CONCLUSIONES DEL MODELO ECUATORIANO.**

El pago por potencia en Ecuador se debe mantener, para completar el ingreso que los generadores reciben por concepto de la venta de energía, considerando alternativas tomando en cuenta las particularidades de la producción energética de los diferentes tipos de centrales. Se debe considerar el peso de las hidroeléctricas en el sistema ecuatoriano debido a que actualmente hay un alto impulso en el país para expandir el sistema de generación con esa tecnología.

Para el tratamiento de la remuneración de capacidad, tanto en lo que se refiere al precio unitario como a la potencia a ser remunerada se plantean las siguientes alternativas:

##### **Alternativa 1**

Calcular el precio unitario por potencia en forma discriminada para cada tipo de tecnología (hidro, térmica, etc.), debido a que los requerimientos de ingresos, por sobre el costo marginal de la energía, es diferente para recuperar la inversión inicial de cada central. El costo actual establecido por el CONELEC, en términos mensuales, es de 5,7USD\$/kW-h, mismo que puede ser excesivo para ciertas centrales y deficitario para otras.

Para este caso, se mantiene la metodología actual para el cálculo de la potencia remunerable, establecida en la regulación vigente.

##### **Alternativa 2**

Calcular el precio unitario de potencia en forma discriminada para cada tipo de tecnología (hidro, térmica, etc.), igual que en la Alternativa 1.

Para este caso, el cálculo de la potencia remunerable no se circunscribe al período crítico (noviembre – febrero), sino que la simulación energética se realiza para todos los meses del año.

### Alternativa 3

Para el caso de que el cálculo de los ingresos de una generadora no esté basado en los costos marginales de la energía, sino con el criterio de recuperar costos variables de producción, la inversión y una utilidad, se plantea que el precio unitario de potencia sea diferenciado por tipo de tecnología, manteniendo el cálculo actual de la potencia remunerable, y remunerando la energía con el costo variable de producción propio de la central.

La ecuación para los ingresos totales de la generadora es la siguiente:

$$G_j = PR_j * PUP_k + E_j CVP_j + A_j(a,b)$$

En la que:

$G_j$  = ingresos totales del generador  $j$

$PR_j$  = Potencia remunerable del generador  $j$

$PUP_k$  = Precio Unitario de Potencia, para la tecnología  $k$ , a la que pertenece el generador  $j$

$CVP_j$  = costo variable del generador  $j$

$E_j$  = Energía generada del generador  $j$

$A_j(a,b)$  = Ajuste para equilibrar los ingresos proyectados con los reales, y una señal para incentivar la inversión.

Según las alternativas presentadas anteriormente, dos de ellas se basan en el sistema marginalista y una tercera fuera de este sistema.

En las tres alternativas se considera un valor específico del precio unitario, para cada tecnología, para la remuneración de capacidad, en tanto que, el cálculo de la potencia remunerable puede ser igual al que se obtiene con la aplicación de la regulación vigente, o puede resultar de un análisis no solamente para el período crítico, sino para todo el año.



Seguidamente, se efectúan los cálculos para la determinación del precio unitario de potencia PUP para cada una de los tipos de centrales, considerando las alternativas 1 y 3 antes mencionadas.

En el siguiente análisis se presentan todas las consideraciones asumidas para su realización: índices referenciales de inversión para cada tipo de central generadora, en razón de que no ha sido posible obtener información precisa de las empresas existentes. En cuanto a la producción energética se ha calculado un factor de planta promedio, en base a la estadística del año 2007 y, con respecto a la vida útil se han asumido valores compatibles con la intensidad de uso de cada instalación

Por tanto, con los datos anteriormente mencionados se calcula la anualidad (A) para una potencia unitaria (1kW), con el fin de obtener los costos totales de cada tipo de centrales, se tiene:

$$A = C \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} + C * \% (\$/kW)$$

$$C_T = \frac{A \$/kW}{8760h * FP} (\$/kWh)$$

$$PUP = 5,7 \$/kW - \text{mes} \rightarrow \text{potencia}$$

$$PUP = \frac{5,7 * 12}{8760 * FP} \left( \frac{\$}{kWh - \text{mes}} \right); \text{ expresado en energía}$$

$$C_E = C_T - PUP$$

#### a) Central Hidroeléctrica:

Cálculo de Anualidades para Hidroeléctricas				
Tipo de central			HIDROELECTRICA	
<i>Inversión</i>	<b>C</b>	<b>\$</b>	1500	1500
<i>Interés</i>	<b>i</b>	<b>%</b>	12	18
<i>Vida Util</i>	<b>n</b>	<b>años</b>	30	30
<i>Gastos fijos de O&amp;M</i>		<b>%</b>	3	3
<i>Factor de planta</i>	<b>FP</b>	<b>%</b>	50,80	50,80
<i>Anualidad de la inversión</i>	<b>A</b>	<b>\$/Kw</b>	186,22	271,90
<i>Anualidad Fija de O&amp;M</i>		<b>\$/kW</b>	45,00	45,00
<b>Anualidad Total (A)</b>		<b>\$/kw</b>	<b>231,22</b>	<b>316,90</b>

Para el caso de las hidroeléctricas se ha asumido que los costos variables de operación y mantenimiento son despreciables.

<b>Cálculo de los Costos por Energía</b>		
<b>Tipo de central</b>	<b>HIDROELECTRICAS</b>	
	<b>Interés %</b>	12
<b>Costo total (<math>C_T</math>) (c\$/kWh)</b>	5,20	7,12
<b>Precio Unitario de Potencia expresado en energía (PUP) c\$/kwh</b>	1,58	1,99
<b>Costo por energía (<math>C_E</math>) (c\$/kWh)</b>	3,62	5,13

En la tabla anterior, a partir de la anualidad total de la central hidroeléctrica de 231,22 \$/kW , considerando un factor de planta FP: 50,80%, dato obtenido del anexo 1, se concluye que el valor anterior si se expresa en costo por energía resulta un costo total  $C_T$ : 5,20c\$/kWh, con el que se debe cubrir la inversión, costos de operación y mantenimiento y la utilidad con la tasa del 12%. Si a dicho valor se resta el costo por potencia de 5.7 \$/kW, también expresado en energía, resulta un costo solo por energía de  $C_E$ : 3,62 c\$/kWh.

Si se cambia la tasa a  $i=18\%$ , la anualidad  $A:316,9\$/kW$  , tiene como costo  $C_T$  : 7,12 c\$/kWh para obtener un costo de la energía  $C_E$ : 5,13 c\$/kWh.

De expuesto se puede concluir, que el nivel de los costos marginales que se requieren para completar los ingresos que cubran la inversión, varía significativamente dependiendo de la inversión inicial, de la tasa de descuento y de la producción energética.

La simulación efectuada por el CENACE en relación con el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, para el año 2007, que se incluye en el **anexo 2**, sirvió de base para la determinación del costo marginal de la energía, mismo que se aplicó para la fijación de las tarifas del mismo año. El valor obtenido en dicha simulación en el mercado ocasional es 9,31c\$/kWh, que corresponde al costo marginal del mercado en el que está incluido el pago tanto por energía como por potencia. Entonces, ahora, corresponde comparar dicho costo

marginal, con los costos totales de cada una de los tipos de centrales, calculados anteriormente, a fin de determinar si el Precio Unitario de Potencia que reciben las centrales, es excesivo o deficitario.

<b>Exceso o Déficit de Energía</b>		
Tipo de central	HIDROELECTRICAS	
Interés	12%	18%
Costo total ( $C_T$ ) <b>c\$/kWh</b>	5,20	7,12
Costo marginal <b>c\$/kWh</b>	9,31	9,31
Exceso(+), Déficit(-) <b>c\$/kwh</b>	+4,11	+2,19

Al comparar los ingresos que deberían percibir las centrales hidroeléctricas para recuperar su inversión y obtener la rentabilidad del 12%, se deduce que el ingreso de 9,31 c\$/kWh frente a los  $C_T$ :5,20c\$/kWh, es excesivo, toda vez que dicho costo cubre tanto la inversión como los costos variables de la central, concluyendo que no haría falta, desde el punto de vista económico, que dichas centrales tengan una remuneración por potencia, resultado que no cambiaría si la rentabilidad sube al 18%. En estos casos, los ingresos de la hidroeléctrica serían solo por energía, y aún así, dichos ingresos son superiores a los que requeriría dichas centrales.

Por otra parte, dado que los costos variables de las hidroeléctricas prácticamente son despreciables, una alternativa sería remunerar solamente por potencia. En este caso, el precio unitario de potencia PUP para este tipo de central es de 19,26 \$/kW-mes (para  $i=12\%$ ), valor que resulta de la anualidad calculada anteriormente. Para el caso de  $i=18\%$  el precio unitario PUP es de 26,04\$/kW-mes.

Una vez calculado el precio unitario de potencia, se analiza el pago que reciben los generadores. Para este efecto, debe reconocerse que, la PUP determinada anteriormente resultó de un cálculo para una potencia de 1kW, entendiéndose como tal una potencia instalada. Sin embargo, la potencia remunerable puesta a disposición PRPD, calculada con la metodología establecida con la regulación vigente, arroja resultados siempre inferiores a la potencia instalada; por esta

razón, debe incluirse un factor de ajuste que contemple dicha diferencia, a fin de que los ingresos por potencia de las hidroeléctricas sea completo.

Como ejemplo, de la simulación efectuada por el CENACE se obtiene que la PRPD de la central Paute, para el año 2007, fue de 376,1MW, y tomando en cuenta que PUP de 19,53\$/KW, se calcula el reajuste de la siguiente manera:

$$P_p = PRPD * PUP_H$$

$$P_p = 376,165 \times 10^3 \text{ kW} * 19,53 \text{ $/kW}$$

$$P_p = 7\ 346.502,45 \text{ $}$$

Los ingresos de la central, considerando las hipótesis de cálculo de la PUP, esto es sobre la potencia instalada, deben ser los siguientes:

$$P_p = P * PUP_H$$

$$P_p = 1075 * 10^3 \text{ kW} * 19,53 \text{ $/kW}$$

$$P_p = 20\ 994.750 \text{ $}$$

Por lo expuesto, dicho generador debería recibir: 20`994.750 \$ y no 7`346.502,45\$. Entonces, debe realizarse la compensación antes señalada para cubrir la diferencia entre las dos cifras. Esta compensación se plantea obtener mediante un pago por energía, de acuerdo a la siguiente formulación.

$$P_p = PRPD * PUP_H$$

$$PRPD = \gamma PI$$

$$P_p = \gamma PI * PUP$$

Y si se plantea la misma fórmula especificando que son valores reales:

$$P_p^R = PRPD * PUP$$

$$\Delta P = P_p^R - P_p$$

$$\Delta P = PI * PUP - \gamma PI * PUP$$

$$\Delta P = PI * PUP(1 - \gamma)$$

Por tanto la compensación de energía CE viene dada por:

$$CE = \frac{\Delta P}{E} = \frac{PI * PUP}{E} (1 - \gamma)$$

Para la central hidroeléctrica tomamos como ejemplo datos de central hidroeléctrica de Paute:

$$CE = \frac{1075 \times 10^3 \text{kw} * 19,56 \text{c\$ / kwh} * 12}{5075,112 \times 10^3 \text{kWh}} \left( 1 - \frac{376 \times 10^3}{1075 \times 10^3} \right)$$

$$CE = \frac{161.217 \times 10^3 \text{\$/ año}}{5075,112 \times 10^3 \text{kWh}} = 3,18 \text{c\$ / kwh}$$

Entonces la generadora debe recibir: PUP=19,22\\$/KW-mes y adicionalmente una remuneración por energía de 3,18C\\$/kWh-mes.

Ingresos G  $19,22\$/KW * 376,175 \times 10^3 \text{KW} + 3,18 \text{C\$/kWh} * 5075,112 \times 10^3 \text{kw}$

Ingresos G = 20994.774\\$

### Centrales Termoeléctricas.

Para este tipo de tecnología se considera ciertos datos y criterios usados en los cálculos que se ha realizado para las centrales hidroeléctricas, tomando en cuenta que los costos de producción de la termoeléctricas varían es decir diferente de cero, por que depende del precio del combustible.

#### a) Termoeléctrica Turbo-vapor

Cálculo de Anualidades para Termoeléctricas				
<i>Tipo de central</i>			Turbo vapor	
<i>Inversión</i>	C	\\$	900	900
<i>Interés</i>	i	%	12	18
<i>Vida Útil</i>	n	años	25	25
<i>Gastos Fijos de O&amp;M</i>		%	5	5
<i>Costos Variables CV</i>		c\\$/kWh	5,56	5,56
<i>Factor de planta FP</i>		%	89	89
<i>Energía</i>		KWh/año	7796,40	7796,40
<i>Anualidad de la inversión A</i>		\\$/Kw	114,75	164,63
<i>Anualidad Fija de O&amp;M</i>		\\$/kW	45	45
<b>Anualidad Total A</b>		<b>\\$/kw</b>	<b>593,23</b>	<b>643,11</b>

<b>Cálculo de los Costos de Energía</b>		
<i>Tipo de central</i>	Turbo vapor	
<i>Interés %</i>	12	18
<i>Costo total <math>C_T</math> (c\$/kWh)</i>	7,61	8,25
<i>Precio Unitario de Potencia expresado en energía c\$/kwh</i>	0,90	1,14
<i>Costo por energía <math>C_E</math> (c\$/kWh)</i>	6,71	7,11

Para este caso la anualidad A: \$593,23/kW, al expresar en precio de la energía, considerando el factor de planta del 89% dato obtenido del **anexo 1**, se tiene que el costo total de la central  $C_T$ : 7,72 c\$/kWh, para que se cubran la inversión, costos de operación y mantenimiento, y la utilidad con la tasa del 12%, donde el costo de la energía, para recuperar sus costos de inversión es de por lo menos  $C_E$ : 6,85c\$/kWh, considerando que los 5,7 \$/kW del precio unitario de potencia sea constante, que expresado en energía: 0,87 c\$/kWh. Para este caso

Si se cambia la tasa de descuento  $i=18\%$ , el costo de inversión inicial su anualidad A: 643,11 \$/kW dando un  $C_T$ : 8,25 c\$/kWh para lo cual requiere un costo de la energía de  $C_E$ : 8,25 c\$/kWh.

En la siguiente tabla se expone, el resultado de exceso o el déficit que el costo total de inversión más gastos se da al comparar con el precio promedio del mercado ocasional de  $P_{prom}$ : 9,31 c\$/kWh.

<b>Cálculo del Exceso o Déficit de Energía</b>		
Tipo de central	TERMoeLECTRICA A VAPOR	
Interés %	12%	18%
Costo total ( $C_T$ ) c\$/kWh	7,72	8,36
Precio Prom. En el MEM ( $P_{prom}$ ) c\$/kWh	9,31	9,31
Exceso(+), Déficit(-) c\$/kwh	1,59	0,95

Según lo expuesto los ingresos que deberían percibir las centrales termoeléctricas a vapor para recuperar su inversión y obtener una rentabilidad del 12%, es  $C_T$ : 7,72 c\$/kWh, comparado con el costo marginal del mercado ocasional de 9,31 c\$/kWh, resulta ser excesivo, comparación que se repite con la tasa del 18% de  $C_T$ : 8,36 c\$/kWh, con dicho valor se puede calcular el precio unitario de potencia

(PUP), para este tipo de central, cumpliendo con el objetivo principal de esta alternativa como se observa en el siguiente cuadro.

<b>Cálculo de la Precio Unitario de potencia PUP</b>		
Tipo de central	TERMoeLECTRICA A VAPOR	
Interés	12%	18%
Costo total (CT) <b>c\$/kWh</b>	7,72	8,36
Costos Variables ( CV) <b>c\$/kWh</b>	5,56	5,56
Anualidad de O&M <b>\$/kW</b>	45,00	45,00
Energía (E) <b>MWh/año</b>	7796,40	7796,40
Costo por Energía (CE) <b>c\$/kWh</b>	6,14	6,14
<b>PUP \$/kWh</b>	1,58	2,22
<b>PUP \$/Kw/mes</b>	<b>10,28</b>	<b>14,44</b>

Como resultado tenemos que el precio unitario de potencia PUP, a una tasa del 12% es de 1,58\$/MWh, que expresado al precio de energía  $C_E$ : 10,28 \$/kW/mes. Mismo cálculo que se repite para una tasa del 18% se tiene un PUP 2,22c\$/MWh expresado en energía  $C_E$ : 14,44 \$/kw-mes y una remuneración de energía 6,25 c\$/kWh para una rentabilidad del 18%, para cubrir el costo total c\$/kWh

#### **b) Termoeléctrica Turbo-gas.**

Para este tipo de generadoras normalmente se toma en cuenta una vida útil de 15 años, debido a que su factor de planta es de 15,19 entendiéndose que su utilización no es permanente, sino en ciertos períodos, por lo que se puede incrementar la vida útil a 20 años, dato que se tomará en cuenta para los siguientes cálculos .

<b>Cálculo de Anualidades para Termoeléctricas</b>				
<i>Tipo de central</i>			Turbo gas	
<b>Inversion</b>	<b>C</b>	<b>\$</b>	550	550
<b>Interes</b>	<b>i</b>	<b>%</b>	12	18
<b>Vida Util</b>	<b>n</b>	<b>años</b>	20	20
<b>Gastos de O&amp;M</b>		<b>%</b>	4	4
<b>Costos Variables CV</b>		<b>c\$/kWh</b>	7,94	7,94
<b>Factor de planta FP</b>		<b>%</b>	15,19	15,19
<b>Energía</b>		<b>KWh/año</b>	1330,64	1330,64
<b>Anualidad de la inversión A</b>		<b>\$/Kw</b>	73,63	102,75
<b>Anualidad de O&amp;M</b>		<b>\$/kW</b>	22	22
<b>Anualidad A</b>		<b>\$/kw</b>	<b>201,29</b>	<b>230,40</b>

<b>Cálculo de los Costos Marginales</b>		
<b>Tipo de central</b>	<b>Turbo gas</b>	
<b>Interés</b>	12	18
<b>Costo total (c\$/kWh)</b>	15,13	17,32
<b>Precio Unitario de Potencia expresado en energía c\$/kwh</b>	5,27	6,65
<b>Costo por energía (c\$/kWh)</b>	9,85	10,66

Para este tipo de central se obtiene una anualidad A: \$201,29/kW, expresado en energía, y un factor de planta del 15,19% se tiene un costo por energía de  $C_T$ : 15,13 c\$/kWh, para cubrir la inversión, costos de operación & mantenimiento, y la utilidad a una tasa del 12%, donde el costo de la energía  $C_E$ : 9,85 c\$/kWh, manteniendo constante el PUP establecido por el ente regulador expresado en energía 5,27c\$/kWh.

Si se cambia la tasa de descuento  $i=18\%$ , su anualidad de A: 230,40\$/kW dando un costo total de  $C_T$ : 17,32 c\$/kWh y el costo de la energía debe ser de mas o menos  $C_E$ : 10,66 c\$/kWh, para cubrir con la inversión, costos variables mencionados anteriormente.

Los valores que se obtuvieron para las tasas del 12 y 18 %, se los compara con el precio promedio de  $P_{prom}$ . 9,31 c\$/kWh, para observar si es que el pago que reciben las centrales Térmicas Turbo-gas están en exceso o déficit, tomando en cuenta que mediante esta central establecieron el cálculo del PUP por parte del CONELEC.

<b>Cálculo del exceso o déficit de energía</b>		
<b>Tipo de central</b>	<b>TERMOELECTRICA A GAS</b>	
<b>Interés</b>	12%	18%
<b>Costo total c\$/kWh</b>	15,13	17,32
<b>Precio Prom. En el MEM c\$/kWh</b>	9,31	9,31
<b>Exceso(+), Déficit(-) c\$/kwh</b>	-5,82	-8,01



Según como se observa en la tabla, se tiene que el costo total de la central 15.13, 17.32 c\$/kWh calculados para el 12 y 18% respectivamente se compara con el precio promedio del mercado ocasional Pprom: 9,31 c\$/kWh dando como resultado valores negativos que significa que sus costos son deficientes es decir que esta cantidad no cubre con los costos totales de la central. Una vez realizada la comparación se procede a calcular el precio unitario de potencia, como se observa en la siguiente tabla:

<b>Cálculo de la Precio Unitario de potencia PUP</b>			
Tipo de central		TERMoeLECTRICA TURBOGAS	
		12%	18%
Interés			
Costo total c\$/kWh		15,13	17,32
Costos Variables CV	c\$/kWh	7,94	7,94
Anualidad de O&M	\$/kW	22,00	22,00
Energía	KWh/año	1330,64	1330,64
Costo total variable +O&M		9,59	9,59
PUP \$/kWh		5,53	7,72
PUP \$/kWmes		6,14	8,56

El precio unitario de potencia PUP para una tasa del 12% es de 6,14 \$/Kw-mes, para este tipo de central, valor que se aproxima a los 5,7\$/Kw- mes, tomando en cuenta que este cálculo establecido y calculado por el CONELEC, lo realiza con una tasa del 11,2%, motivo por el cual existe la diferencia. Lo que a diferencia del PUP de 8,56 \$/kw-mes, dado por la tasa del 18%, se aleja de los 5,7 \$/kw-mes, por su rentabilidad, inversión.

### c) Termoeléctrica MCI

<b>Cálculo de Anualidades para Termoeléctricas</b>				
Tipo de central			MCI	
<b>Inversión</b>	<b>C</b>	<b>\$</b>	700	700
<b>Interés</b>	<b>i</b>	<b>%</b>	12	18
<b>Vida Útil</b>	<b>n</b>	<b>años</b>	20	20
<b>Gastos de O&amp;M</b>		<b>%</b>	5	5
<b>Costos Variables CV</b>		<b>c\$/kWh</b>	6,74	6,74
<b>Factor de planta FP</b>		<b>%</b>	45,80	45,80
<b>Energía</b>	<b>E</b>	<b>KWh/año</b>	4012,08	4012,08
<b>Anualidad de la inversión A</b>		<b>\$/Kw</b>	93,72	130,77
<b>Anualidad de O&amp;M</b>		<b>\$/kW</b>	35,00	35,00
<b>Anualidad A</b>		<b>\$/kw</b>	<b>399,13</b>	<b>436,19</b>

<b>Cálculo de los Costos Marginales</b>		
<b>Tipo de central</b>	<b>MCI</b>	
<b>Interés %</b>	12	18
<b>Costo total <math>C_T</math> c\$/kWh</b>	9,95	10,87
<b>Precio Unitario de Potencia expresado en energía \$/kwh</b>	1,75	2,21
<b>Costo por energía <math>C_E</math> c\$/kWh</b>	8,20	8,67

Para las termoeléctricas de MCI, la anualidad A: \$399,13/kW, expresada en precio de la energía, con factor de planta del 45,8% costo de  $C_T$  :9,95 c\$/kWh, costos que cubran tanto: la inversión, costos de operación & mantenimiento, y la utilidad con tasa del 12%, requiere de un costo por energía, para que pueda recuperar lo invertido es de por lo menos  $C_E$ 8,20 c\$/kWh, comparado con el PUP, que esta en función de la energía: 1,75 c\$/kWh.

Para la tasa de descuento  $i=18\%$ , el costo de inversión inicial su anualidad A: 436,19 \$/Kw. Expresado en costo de la energía de  $C_T$ : 10,87 c\$/kWh, requiere de un por energía  $C_E$  8,67 c\$/kWh.

Si dichos valores obtenidos anteriormente se compara el precio promedio del mercado ocasional  $P_{prom}$ : 9,31c\$/kW, con sus costos totales de las diferentes tasas del 12 y 18%.

<b>Cálculo del exceso o déficit de Energía</b>		
<b>Tipo de central</b>	<b>TERMOELECTRICA MCI</b>	
<b>Interés</b>	12%	18%
<b>Costo total (<math>C_T</math>) c\$/kWh</b>	10,12	11,05
<b>Precio Prom. En el MEM c\$/kWh</b>	9,31	9,31
<b>Exceso(+), Déficit(-) c\$/kwh</b>	-0,81	-1,74

Comparando los ingresos que deberían percibir las centrales termoeléctricas de MCI para recuperar su inversión y obtener una rentabilidad del 12%, es 10,12c\$/kWh, concluyendo que el ingreso de 9,31 c\$/kWh tiene déficit de

0,81c\$/kwh, es el valor faltante para cubrir con los ingresos de la central, situación que se repite al calcular con una tasa de rentabilidad del 18%.

### **RESUMEN DEL PUP CALCULADO**

<b>CENTRAL</b>	<b>INVERSIÓN \$</b>	<b>FACTOR DE PLANTA %</b>	<b>PUP\$/kw-mes</b>	
			<b>i=12%</b>	<b>i=18%</b>
<i>HIDROELECTRICAS</i>	1500	50,89	19,27	26,41
<i>TERMO-VAPOR</i>	900	90	10,44	14,44
<i>TERMO-GAS</i>	550	15,19	6,14	8,56
<i>TERMICAS MCI</i>	700	45,80	7,82	10,92

Según el cuadro de resumen se observa que para cada tipo de central se tiene su valor diferenciado para cada uno, cumpliendo así uno de los objetivos que se plantea en esta alternativa, se debe tomar en cuenta que el PUP, se ve afectado directamente por el factor el de planta, para el caso de las termoeléctricas esto quiere decir que mientras mayor sea su factor de planta mayor será su precio unitario PUP, lo que no sucede con las hidroeléctricas, que se ve influenciado directamente por su inversión, porque sus costos variables de producción tienden a cero.

Se puede confirmar, que el valor establecido y calculado por el CONELEC de los 5,7 \$/Kw-mes, calculado con una del 11,2%, se aproxima al valor dado por las termoeléctricas a gas, con tasa del 12%.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas se recomienda establecer un precio tope "Price cap." de 19,22 c\$/kWh, costo que cubre su inversión, sin exceder el pago que reciben ellos por potencia, de esta manera no estarán sobre remuneradas. Valor que pueden ser compensadas a otros tipos de centrales mas caras, motivando así inversión de nuevas centrales.

Para las termoeléctricas de vapor, comparado con el costo marginal de 9,31c\$/kwh, se observa que este requiere de 7,72 c\$/kwh para recuperar su inversión y costos variables, donde dichos costos por energía son de 6,13 c\$/kwh

y 1,59 \$/kwh, concluyendo que el costo marginal cubre sin problema alguno la inversión y costos variables de este tipo de central con tasa del 12 y 18%

Para las termoeléctricas Turbo-gas, se da una situación contraria ya que existe un déficit, en donde el costo marginal de 9,31 c\$/kwh, cubriría solamente los 9,59c\$/kwh de sus costos variables, y la diferencia cubriría parte de su inversión, lo que provoca que no haya incentivo para invertir en este de central, situación que se da tanto para las tasas del 12 y 18%, para lo cual se requeriría cubrir sus costos tanto de potencia de 5,53 y 8,56 \$/kwh-mes y energía de 9,59 c\$/kwh, para establecer un costo marginal mayor de 15,13 c\$/kwh.

Las termoeléctricas de MCI, se tiene que para una del 12 % , el costo total de inversión y variable sería cubierto con los 9,31c\$/kwh, con un pequeño déficit de 0,81c\$/kwh, lo que sería necesario realizar una nueva simulación y calcular nuevamente por si algún error se haya presentado, en los cálculos. Dicha central recibiría 2,34 \$/kWh por potencia y 7,61 c\$/kwh por energía, lo que no sería necesario que se cambie el costo marginal que este recibiendo.

En el caso del 18%, se requiere que el costo marginal se estableciera un valor de alrededor de 10,87c\$/kwh para cubrir con los costos tanto de potencia 3,26c\$/kwh y 7,61c\$/kwh por energía.

**Para la alternativa 2**, se considera el mismo cálculo del precio unitario de potencia realizado en la alternativa 1, cambiando el procedimiento de cálculo de la PRPD, esto es efectuando análisis para cada uno de los meses del año, en vez de una simulación solamente del período crítico. En este caso se podría calcular una potencia remunerable promedio del año.

Se prevé que los resultados que arrojarían esta alternativa, sería de un aumento de la potencia remunerable de las hidroeléctricas y una reducción de las térmicas, en razón de que se incorporan en el cálculo períodos de mas alta hidrología (invierno).

Dichos resultados son opuestos a los que se obtendrían con la aplicación de la alternativa 1, y por tanto no resulta recomendable aplicar la alternativa 2.

**Para la alternativa 3** se considera el mismo cálculo del precio unitario de potencia realizado en la alternativa 1, así como el mismo cálculo de la PRPD; la diferencia está en que la energía se remunera con el costo variable de producción propio de la central (en vez del costo marginal) y se incluye un ajuste.

El ajuste se diseñaría con dos propósitos:

Aj (a) Para conciliar los ingresos anuales realmente obtenidos, con los ingresos esperados, y

Aj (b) Para incentivar la inversión en centrales específicas o en tipos de tecnologías que sean convenientes desarrollarse, según la política energética que se establezca en el país.

Seguidamente se efectúan cálculos para los tipos de centrales existentes en el Ecuador, manteniendo los datos, como el precio unitario de potencia e ingresos calculados en el modelo anterior,

#### **HIDROELECTRICAS.**

$$G_j = PR_j * PUP_k + E_j CVP_j + Aj(a,b)$$

En este tipo de central los costos variables de producción tienden a cero, que al calcular el precio unitario de potencia que esta en función del costo de inversión nos da  $\frac{231,22}{12} = 19,25 \text{ c\$/kwh}$ , valor que en algunos casos solo cubriría con el costo de potencia y en otros casos podría comprender un costo tanto por potencia y energía designándole un porcentaje a cada uno de ellos según sea necesario.

Por tanto para este tipo de central el ajuste Aj(a), no sería necesario ya que este tipo de central no requiere un ajuste para conciliar sus ingresos, por que ya estaría cubierto. Lo que se podría aplicar es un ajuste Aj (b) para incentivar de alguna manera en la inversión de más centrales de este tipo.

## TERMOELÉCTRICAS

$$G_j = PR_j * PUP_k + E_j CVP_j + A_j a, b$$

Para las centrales termoeléctricas, se calcula el PUP de manera discriminada, cálculo realizado en la alternativa 1, y plantear dicha alternativa para diferentes tipos centrales termoeléctricas como se observa en el siguiente cuadro:

TIPO CENTRAL	CENTRAL / UNIDAD	CVPctvs USA/Kwh	PRPD (MWh)	PUP (\$/kW año)	PUP (\$/kW año)	Energía	PR <sub>j</sub> * PUP <sub>k</sub> + E <sub>j</sub> CVP <sub>j</sub>	PR <sub>j</sub> * PUP <sub>k</sub> + E <sub>j</sub> CVP <sub>j</sub>
				12%	18%		12%	18%
TERMICA TURBOGAS	ALVARO TINAJERO 1	6,66	46,31	73,63	102,75	1330,64	88,61060754	88,61195607
TERMICA TURBOVAPOR	TESMERALDAS	2,70	131,36	125,29	173,30	7884,00	213,1828978	213,1892036
TERMICA MCI	GUANGOPOLO 1	4,18	4,99	93,90	131,03	4012,08	167,8235991	167,8237844

Según el cuadro se puede observar que tanto para el 12 y el 18%, están en función de sus costos variables, donde se diferenciarán al aplicar el ajuste a o b, ya que este dependerán del tipo de central, de su inversión, costo variables y la energía producida. Por ende se establecerá el ajuste con los siguientes criterios:  
 Aj(a).- Se establecerá este ajuste, una vez que la central haya empezado a funcionar es decir a producir energía, este ajuste tiene la finalidad de equilibrar sus ingresos, recibiendo una compensación en caso de que le faltara completar sus ingresos, ó retirando exceso que se haya producido en la central, de esta manera las centrales estarán respaldadas, para cubrir su inversión o costos variables si lo requieran o no.

Aj(b).- Este ajuste permite a la centrales recibir un cierto pago, recompensando de alguna manera su disponibilidad, para despachar y cubrir la demanda cuando se lo requiera, de esta manera se incentivarán dichas centrales por que saben que pueden recuperar algo de su inversión.

Dichos ajustes a, b de alguna manera motivarán la inversión de nuevas centrales para mejorar la confiabilidad, y garantía del suministro.

En el capítulo siguiente se proponen las reformas normativas y regulatorias, para implementar las alternativas anteriormente analizadas.

## **CAPÍTULO 5**

# **PROPUESTA DE NORMATIVA SOBRE REMUNERACIÓN DE CAPACIDAD EN EL ECUADOR**

### **5.1 INTRODUCCIÓN**

En el capítulo 5 se proponen las reformas a la ley, reglamentos y regulaciones, para implementar las alternativas planteadas en el Capítulo 4.

### **5.2 PROPUESTAS PARA LA ALTERNATIVA 1**

La alternativa 1 consiste en lo siguiente:

- Fijar el precio unitario por potencia en forma discriminada para cada tipo de tecnología.
- Determinar la Potencia Remunerable con el procedimiento establecido por la regulación vigente N° CONELEC 003/04.
- La remuneración de la energía está basada en el costo marginal del mercado.

Para la fijación del precio unitario por potencia – PUP, se debe desarrollar una regulación específica o reformar el numeral 6,7 de la Regulación N° CONELEC 007/00, mismo que tiene relación con el artículo 18 del Reglamento para Funcionamiento del MEM, con el siguiente enfoque:

- Calcular el PUP para cada tipo de central generadora, de forma que los ingresos totales pronosticados, por energía y por potencia, sean equivalentes al sumatorio de la anualidad de la inversión, los costos variables de operación y mantenimiento y la rentabilidad, representado con la siguiente fórmula:

$$PRPD * PUP + CM_g * E = A * P + GO \& M * E$$



$$\text{donde, PUP} = \frac{A * P + GO \& M * E - CMg * E}{PRPD},$$

es decir que el PUP esta en función de la anualidad, gastos variables, la energía y la potencia remunerable puesta a disposición, de esta manera mantenemos el costo marginal establecido en el mercado eléctrico.

- El costo marginal de la energía, requerido para el cálculo anterior, se debe determinar con base a una simulación de la operación de las centrales existentes y futuras para un horizonte de al menos 5 años.

El costo marginal se obtuvo de las estadísticas que el CONELEC presenta cada año, que en base a esto sabemos que el precio promedio que están recibiendo las generadoras es de 9,31c\$/kWh, valor que incluye un coste por energía y potencia.

- La inversión de cada tecnología debe ser establecida considerando costos eficientes de construcción; pueden tomarse como referencia costos internacionales.

Si al realizar una pro forma de los materiales que se requieren para la implementación de una central hidroeléctrica o térmica, sería bueno comparar precios, tecnología, etc. Ya que si bien es cierto que puede haber material de bajo costo con menor tecnología se gastaría más en arreglar, y se invertiría menos. Lo que si se adquiere material de buena calidad, tecnología durará mas y necesitará menos repuestos.

- La tasa de descuento y la vida útil de las centrales deben ser aquellas que regulatoriamente se fijan para los cálculos tarifarios y para los plazos de las concesiones de las centrales; en todo caso, la tasa debe tal que reconozca el costo de oportunidad del dinero. Podrían considerarse tasas diferenciadas para inversiones privadas y públicas, en caso que así lo dispongan las regulaciones de política económica nacional.

Una de las opciones para disminuir los precios de la energía en el mercado, se requiere realizar una revisión en cuánto a su rentabilidad ya que puede ser uno de los motivos por los cuales las centrales de punta

tienen ingreso por potencia, y las centrales hidroeléctricas ingresos por potencia y energía.

- Los precios de los combustibles serán los determinados por el mercado, o los legalmente establecidos para producción de electricidad, por las autoridades competentes.

Para guardar consistencia con los criterios arriba indicados, deben hacerse las adecuaciones pertinentes en el Reglamento de funcionamiento del MEM y en el Reglamento de Tarifas.

### **5.3 PROPUESTAS PARA LA ALTERNATIVA 3**

La alternativa 3 consiste en lo siguiente:

- Los ingresos totales del generador serán iguales al sumatorio de los costos variables de producción, la anualidad de la inversión y la rentabilidad, dada por la siguiente ecuación:

$$\mathbf{G_j = PR_j * PUP_k + E_j CVP_j + A_j(a,b)}$$

- El precio unitario de potencia es diferenciado por tipo de tecnología; se calcula de la misma manera que la alternativa 1.
- El cálculo de la potencia remunerable, se realiza con el procedimiento de la regulación vigente.
- La energía se remunera con el costo variable de producción propio de la central.
- Se incorpora un ajuste (A<sub>j</sub>):

**A<sub>j</sub>(a)**.- para el cierre de ajustar ingresos reales vs programados.

**A<sub>j</sub>(b)**.- para incentivar la inversión

Para la determinación de los ingresos totales que recibirán los generadores se considera que el sistema es no marginalista, por lo tanto la normativa debe

readecuarse considerando dicho enfoque. A continuación se indica los cambios que se requieren en la normativa.

- En este caso el PUP, y el PRPD se determinan con el mismo análisis y criterios detallados para la alternativa 1, razón por la cual las reformas normativas son las mismas que se indicaron anteriormente para dicha alternativa; esto es, se deben realizar reformas al numeral 6.7 de la Regulación N° CONELEC 007/00, y artículo 18 del Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico.
- Para el costo variable de producción propio de la central se requiere reformar los artículos 47 y 48 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico – LRSE, en el sentido de que la remuneración para la energía sea el costo variable de producción de cada central, en remplazo del costo marginal, con el fin de adaptarse al nuevo modelo propuesto por la Asamblea.

“En un Mercado Eléctrico que se suscriban a contratos regulados a plazo contemplarán un cargo fijo que será liquidado, sea o no despachado por el CENACE, siempre y cuando este disponible o en los períodos mantenimiento debidamente autorizados por el CENACE.”

- Para guardar correspondencia con las reformas de los artículos 47 y 48 de la Ley antes indicada, se debe reformar el Reglamento de Funcionamiento del MEM, específicamente en la sección 1ª del capítulo III relacionado con la Fijación de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- En cuanto al “Ajuste” contemplado en esta alternativa y explicado en el capítulo anterior, propone reformar el Reglamento del MEM, incluyendo en la sección 2ª del capítulo III un artículo que desarrolle los siguientes conceptos sobre dicho Ajuste:
  - a) Conciliar los ingresos anuales obtenidos con los ingresos esperados.
  - b) Incentivar la inversión en centrales específicas o en tipos de tecnologías que sean convenientes desarrollarse, según la política energética que se establezca en el país.

“Según el mandato 15, el cargo será aprobado por el CONELEC, sobre la base de una anualidad que determinada y auditado a petición del ente regulador.”

## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

- En los mercados eléctricos, las remuneraciones más importantes que perciben los generadores corresponden, generalmente, a un pago por la energía producida y un pago por la capacidad o potencia.
- En esos mercados la remuneración por la capacidad o potencia se establece como una señal para atraer inversión en la generación, y, en el caso de los sistemas con modelos marginalistas, permite completar los ingresos de los generadores, dado que no siempre la renta inframarginal es suficiente para cubrir los costos totales de producción de la energía.
- En el desarrollo del presente Proyecto de Titulación se investigaron diferentes modelos de remuneración, entre los que se encuentra los siguientes:
  - Modelo de mercado puro de energía
  - Pago por capacidad y por energía
  - Modelos para incentivos de la capacidad
  - Mercados de disponibilidad
  - Pagos por capacidad por medio de energía.
  - Pago explícito por potencia
  - Mercados de capacidad por opciones financieras
- En los países analizados en este trabajo la remuneración por capacidad tiene los siguientes conceptos generales:
  - España: Garantía de Potencia
  - Bolivia: Potencia firme
  - Colombia: Cargo por Confiabilidad

En el reglamento del funcionamiento del MEM define tres conceptos que el mercado eléctrico remunera: Potencia Puesta a Disposición, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Adicional de potencia.

- En el Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador los generadores perciben dos remuneraciones principales: por energía y por potencia.:  
La energía se remunera en función de los costos marginales del Mercado y la potencia se remunera considerando criterios de disponibilidad de las plantas generadoras en el período crítico (estiaje), con un precio unitario de potencia que corresponde a una turbina a gas, para operación en el pico del sistema.

En el presente trabajo se plantean dos alternativas para Remunerar la potencia:

- Una alternativa está basada en la determinación de precios unitarios de potencia específicos para cada tipo de planta generadora, en vez del sistema actual, que tiene un mismo precio para todas las centrales. En este caso la remuneración de energía es la correspondiente al costo marginal.
- Otra alternativa considera que la energía se paga con el costo variable de producción de cada central, y el pago por potencia se determina como el complemento necesario para cubrir los costos totales de producción, incluidos la inversión y la rentabilidad. Se incluye un “ajuste” para incentivo de inversión y conciliación de las transacciones.
- Los valores del precio unitario de potencia para la remuneración de capacidad, deben ser obtenidos mediante simulaciones de la operación de las centrales actuales y futuras, aplicando las hipótesis planteadas en las alternativas arribas indicadas.
- La selección de la alternativa a implementarse depende de que el sistema marginalista continúe vigente, en cuyo caso sería aplicable la propuesta de la primera alternativa; en tanto que, si se descarta el modelo marginalista,

como ha sido insinuado por las autoridades gubernamentales actuales, podría aplicarse la otra alternativa.

## RECOMENDACIÓN

- Definir por parte del Estado el modelo económico e institucional del sector eléctrico, y específicamente la modalidad de las transacciones entre los generadores, transmisor, y distribuidores.
- Dependiendo de la definición anterior, se recomienda efectuar las reformas legales y normativas que se proponen en el capítulo 5 de este proyecto de titulación, a saber:

Alternativa: con sistema marginalista

Alternativa: sin sistema marginalista.

- En este caso el PUP, y el PRPD se deben realizar reformas al numeral 6.7 de la Regulación N° CONELEC 007/00, y artículo 18 del Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico.
- Para el costo variable de producción propio de la central se requiere reformar los artículos 47 y 48 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico – LRSE, también se debe reformar en el Reglamento de Funcionamiento del MEM, específicamente en la sección 1ª del capítulo III
- En cuanto al “Ajuste” se propone reformar el Reglamento del MEM, incluyendo en la sección 2ª del capítulo III un artículo que desarrolle los siguientes conceptos sobre dicho Ajuste.

## BIBLIOGRAFIA

1. PRADA, J. y OPINA, J.C. Análisis y Evaluación del Cargo por Capacidad en la Generación de Energía Eléctrica en Colombia. BOGOTA DC.2004. <http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/ingenieria/tesis20.pdf> Colombia,
2. ARRIAGADA.M., Aldo.G. Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Santiago de Chile, 1994. .
3. BARRAGAN. G. Sergio B y ROBLES.G., Jaime, Costo por el Soporte de voltaje de los Generadores en sistema eléctricos con despacho centralizado. Instituto Politécnico Nacional, Distrito Federal, México, pp.113-117
4. BATLLE. Carlos y PEREZ. A, Ignacio. El calculo de la potencia equivalente a efectos d e la fiabilidad basado en las teorías probabilísticas y sus problemas de aplicación practica España. Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid España. <http://www.iit.upcomillas.es/docs/99CBL01.pdf> modelo de españa
5. MONTOYA, Pedro y SOLER, David. Nuevo modelo regulatorio de la garantía de potencia basado en mecanismos de mercado. <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4501f5d4aaf03.pdf> garantía de potencia
6. GARCÍA. R., John y PALACIOS, Carlos. La integración del mercado eléctrico de los países nórdicos-Nord Pool- lecciones para otros mercados. <http://www.eafit.edu.co/NR/rdonlyres/9D9FDB88-7B6B-4C02-B3EB-550496F04B47/0/Documento2.pdf>.
7. RUDNICK, Hunk. Un nuevo operador independiente de los mercados eléctricos chilenos. <http://www2.ing.puc.cl/power/paperspdf/Rudnick%20ISO.pdf>
8. [Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo España [http://www.omel.es/frames/es/resultados/resultados\\_index.htm](http://www.omel.es/frames/es/resultados/resultados_index.htm). ya
9. Red Eléctrica de España (REE). [http://www.ree.es/apps/index\\_dinamico.asp?menu=/cap07/menu\\_sis.htm&principal=/cap07/sintesis-2.ht](http://www.ree.es/apps/index_dinamico.asp?menu=/cap07/menu_sis.htm&principal=/cap07/sintesis-2.ht) .



10. PAGINA NORD POOL [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com).
11. RESERVA, DISPONIBILIDAD Y REMUNERACION DE LA POTENCIA.  
<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.NSF/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/f9d80901ca0f55c8032568380066ec5e>.
12. Mercados y Clientes. <http://www.hidropaute.com/espanol/laempresa/mercado.htm>
13. Valoración de contratos a plazo en mercados eléctricos. APLICACIÓN AL MERCADO ECUATORIANO <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/920/6/T10497CAP2.pdf>
14. Planeación Energética considerando operación coordinada de los sistemas de Perú, Ecuador, Colombia. [http://www2.isa.com.co/Mcdo\\_Andino/Mcdo.Andino/Grupo\\_Desarrollo/RefECUENER2.pdf](http://www2.isa.com.co/Mcdo_Andino/Mcdo.Andino/Grupo_Desarrollo/RefECUENER2.pdf).
15. Informe de los Auditores independientes a los señores accionistas <http://www.eeq.com.ec/upload/estados/20051004123030.pdf>.
16. MUÑOZ, Jorge.P. Análisis y Propuesta de Reformas a la norma jurídica del sector eléctrico ecuatoriano. <http://www.cieeloja.org/files/active/0/ANALISIS%20JURIDICO%20DEL%20SECTOR%20ELECTRICO%20ECUATORIANO%20-%20CIEEL.doc>
17. Aspectos Favorables y Factores Adversos de la Interconexión Eléctrica Ecuador Colombia. <http://www.ciecfie.epn.edu.ec/JIEE/historial/XX%20JIEE/10%20Aspectos%20favorables%20y%20factores%20adversos%20de%20la%20interconexi.pdf>.
18. BALSECA, Milton. Programa de Ahorro de Energía. Ministerio de Energía y Minas, México 2000. <http://www.resourcesaver.com/file/toolmanager/O105UF376.pdf>
19. Informe de Auditores Independientes. DELOITTE. Quito-Ecuador. <http://www.eeq.com.ec/upload/estados/20051004123055.pdf>
20. Ing. MARTÍNEZ. V., Jorge. El proceso de privatización del Sector Eléctrico en el Ecuador, México D.F., septiembre 1999. [http://www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/1461/Seminario/Ponencia\\_20Ecuador.html](http://www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/1461/Seminario/Ponencia_20Ecuador.html)
21. Actividades del Sector Eléctrico de Ecuador. <http://www.cideiber.com/info/paises/Ecuador/Ecuador-05-03.html>.

22. ESTUDIO DE **MERCADO**. Consultoría para el Sector **Eléctrico** en Ecuador.  
<http://www.zeiky.net/vbecontent/library/documents/DocNewsNo702DocumentNo7164.PDF>
23. Cofré A., Andrés y Larraín LI., Ricardo. Desarrollo del Sector Eléctrico en, PARAGUAY y ECUADOR. Pontificia Universidad Católica de Chile Escuela de Ingeniería Departamento de Ingeniería Eléctrica.  
<http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno99/power%20sector%20in%20paraguay%20and%20ecuador/Grupo4Informe.htm>.
24. Diario de Opinión Política y Económica. Crisis del sector eléctrico ecuatoriano es culpa de intervención estatal. <http://el-federalista.blogspot.com/2006/11/crisis-del-sector-elctrico-ecuadoriano.html> Wednesday, November 15, 2006
25. Desarrollo de la Exportación de Energía Eléctrica hacia el mercado de ECUADOR mediante la Interconexión ZORRITOS-MACHALA.  
<http://cendoc.esan.edu.pe/fulltext/tesis/MA2004/matp33200410.pdf>
26. Transformar el Estado y potenciar los mercados y la sociedad. Las Regulaciones en la Argentina. Julio 1999. [http://www.melectrico.com.ar/biblioteca/regulaciones\\_argentinas.pdf](http://www.melectrico.com.ar/biblioteca/regulaciones_argentinas.pdf)
27. Biblioteca del Mercado Eléctrico. <http://www.melectrico.com.ar/biblioteca/lapenia27-06-01.pdf> .
28. Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. <http://www.melectrico.com.ar/biblioteca/jsanz.pdf> .
29. Estrategia de Inversión Económica en Generación Argentino. <http://www.melectrico.com.ar/biblioteca/jsanz.pdf> .
30. Funcionamiento del Mercado Eléctrico. <http://bdigital.ea fit.edu .co/bdigital/TESIS/T333.7932F634/capitulo3.pdf>
31. Sesión de Directorio de 28 de junio de 2007. Presidente Rafael Correa. [http://www.conelec.gov.ec/images/normativa/Resoluciones\\_28\\_Jun\\_07.pdf](http://www.conelec.gov.ec/images/normativa/Resoluciones_28_Jun_07.pdf) ...
32. regulación no. conelec – 002/07 tratamiento de la energía producida por las empresas de generación del fondo de solidaridad y de la generación no escindida de las empresas distribuidoras. <http://www.conelec.gov.ec/images/normativa/EnergiaProducidaFONSOL.doc>

33. Colombia y Ecuador Firman Acuerdo Eléctrico. <http://www.minminas.gov.co/minminas/prensa.nsf/0/3fa113cf18dc4db105256bca00792608?OpenDocument>.
34. Primer Taller. PAGO POR CONFIABILIDAD. Bogotá D,C Agosto 3 de 2004.
35. Registro Oficial de la LEY DEL RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO LRSE. [http://cieech.org/pdf/RO%20No\[1\].%20346-2006%20LRSE.pdf](http://cieech.org/pdf/RO%20No[1].%20346-2006%20LRSE.pdf)
36. Autor Banco Interamericano de Desarrollo, Inter-American Development Bank. El motor del crecimiento: Progreso Económico y Social América Latina: informe 2001. Publicado por Banco Interamericano De Desarrollo, 2001.
37. TUPIZA. T., Carlos A., SUNTAXI. G., Roberto., y Ing CAZCO, Eduardo. Remuneración al transmisor por parte de las distribuidoras en el mercado ocasional y en el mercado de contratos. <http://ciecfie.epn.edu.ec/JIEE/historial/XIXJIEE/24Remuneracion%20al%20Transmisor.pdf>.
38. LOPEZ A., Gustavo. Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador. Grupo de estudios de microeconomía aplicada. <http://www.afadeco.org.co/dev/documents/encuentros/encuentro2006/docs/Transacciones%20Internacionales%20de%20Electricidad%20entre%20Colombia%20y%20Ecuador%20.pdf>
39. Competencia en mercados energéticos: una evaluación de la reestructuración de los mercados energéticos en América latina y el caribe. Diciembre 2004. [http://www.olade.org/documentos/Analisis Reestructuracion Mercados Energ.pdf](http://www.olade.org/documentos/Analisis_Reestructuracion_Mercados_Energ.pdf)
40. BASTIDAS O., Lina, MONTOYA, Santiago y VELÁSQUEZ H., Juan. Hacia donde irán los sectores eléctrico de los países de la región andina tendencias posibles. [http://cuadernosadministracion.javeriana.edu.co/pdfs/Hacia\\_donde\\_%20iran\\_%20los\\_sectores\\_electricos\\_de\\_los\\_paises\\_Vol21-N35\\_12.pdf](http://cuadernosadministracion.javeriana.edu.co/pdfs/Hacia_donde_%20iran_%20los_sectores_electricos_de_los_paises_Vol21-N35_12.pdf)
41. EXPERIENCIAS SOBRE LA REGULACIÓN EN SERVICIOS PÚBLICOS <http://www.caveinel.org.ve/docs/Foro%20Regulacion%20Experiencias.pdf>

42. Normas y Procedimientos, Portal empresarial. <http://www.aladi.org/nsfaladi/normimp.nsf/474e6ec3d42e4f3f03256aa8005068a2/0065250d13b057828325692e00727f1e?OpenDocument> .
43. Comisión Nacional de Energía. MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL MERCADO IBERICO DE ELECTRICIDAD. 2002
44. Consejo Nacional de Electricidad. Promoción de Proyectos de Generación Hidráulica. 2002
45. Durbán, R., Rafael. Conferencia para la Comisión de Regulación de la Energía y el Gas, CREG de Colombia. CNE. Marzo del 2006
46. Los expertos en mercados “filial de isa” ¿que tipo de operaciones se realizan en la bolsa de energia?. <http://www.xm.com.co/Pages/Pr eguntasFrecuentes.aspx> ya
47. NEIRA, Eric y RAMOS, Edgar. Diagnostico del sector electrico ecuatoriano, Julio 2003. <http://www.bce.fin.ec/docs.php?path=./documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Apuntes/ae31.pdf>
48. LONDOÑO, Sandra, LOZANO, Carlos y CAICEDO, Gladis. Estabilidad del precio en el mercado de electricidad colombiano. [http://ciruelo.uninorte.edu.co/pdf/ingenieria\\_desarrollo/21/1\\_Estabilidad%20del%20precio.pdf](http://ciruelo.uninorte.edu.co/pdf/ingenieria_desarrollo/21/1_Estabilidad%20del%20precio.pdf).
49. JÁTIVA. J, Ph.D, ORTIZ M. Jorge I., Ing; Estudió Técnico Financiero de la Central Térmica Esmeraldas en el período 2005-2015. Escuela Politécnica Nacional, 2005.
50. SALAZAR.Y. Gabriel, RUALES. G, Santiago, Análisis del Método de Pago de Potencia en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, 2006
51. JARRIN.A. Irina.S. Análisis y metodologías para el pago de capacidad en el Mercado Eléctrico Mayorista. Escuela Politécnica Nacional, 2003
52. TACLE, Wilson y UVIDIA, Raúl. Comercialización Independiente en los Mercados mayoristas y minorista de Energía Eléctrica, Aplicada en Ecuador. Escuela Politécnica Nacional, 2007
53. Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO III. Estructura del Sector Eléctrico. Artículo 11

54. Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO IV. Consejo Nacional de Electricidad. Artículos 12,13,14.
55. Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO V. Centro Nacional de Control de Energía CENACE. Artículos 22 y 24.
56. Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO VIII. MERCADOS Y TARIFAS. Artículos 45,46,47 y 48
57. Reglamento Sustitutivo al Mercado Eléctrico Mayorista. CAPÍTULO I, Sección I; Art.4,5,6.
58. Reglamento Sustitutivo Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. CAPÍTULO I, Sección II; Art. 7,8,9.
59. Reglamento Sustitutivo Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. CAPÍTULO I, Sección II; Art. 11
60. Reglamento Sustitutivo Fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista. CAPÍTULO III, Sección I, Art.16,17,18
61. Reglamento Sustitutivo Fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista. CAPÍTULO III, Sección III, Art.25,26,27
62. Reglamento al Sector Eléctrico. Generación de Energía Eléctrica. CAPÍTULO VIII, Art. 52,53,54
63. Regulación del CONELEC, Código 003/04. Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición
64. Promoción de Proyectos de Generación Hidráulica. CONELEC, 2002  
[http://www.consecuadorquebec.org/Presentacion\\_espanol.ppt#812,72](http://www.consecuadorquebec.org/Presentacion_espanol.ppt#812,72), República del Ecuador Consejo Nacional de Electricidad CONELEC Promoción de Proyectos de Generación Hidráulica
65. Experiencia Internacional en la desregulación del Mercado Eléctrico.  
[http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno04/Efectos\\_Ley\\_Corta/internacional.htm#Ecuatoriano](http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno04/Efectos_Ley_Corta/internacional.htm#Ecuatoriano)
66. Dirección de Planificación del Conelec. Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado. Primer semestre del 2008.  
<http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/InformacionTemprana.pdf>
67. [INFORMATIVO DGE. N° 1, Marzo 2003. <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/estadisticas/informativo/boletinmarzo.pdf>

68. Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO I. Disposiciones Fundamentales. Concesiones y permisos. Artículo 2.
69. M. VALDMA, M. KEEL, Reliability of Electric Power Generation in Power Systems with Thermal and Wind Power Plants.
70. RAMIREZ PRIETO, E.E. Remuneración en el Suministro de energía Eléctrica con restricciones energéticas. Universidad de los Andes.
71. UGIDOS, PEDRO. F. Y MIGUÉLEZ. L., ENRIQUE. Riesgo en el negocio de generación eléctrica. Gestión de la cartera de grupos (II/II) 2ª Parte.
72. Reglamento Sustitutivo CONTRATOS A PLAZO. CAPÍTULO IV, Art:29,30
73. Proyecto Térmico Arenilla, <http://www.termopichincha.com.ec/downloads/ProyectotermicoArenillas.doc>.
74. VIGNOLO. M. COMPETENCIA Y ELECCIÓN EN EL SECTOR ELECTRICO. Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República.
75. CNE, El sistema Eléctrico: Aspectos Físicos y Económicos. Régimen Económico del Sector Eléctrico. España, 15 de octubre de 2007.
76. FERNANDEZ, José.C. Experiencias Internacionales en mercados eléctricos liberalizados. Universidad Pontificia Comillas, España, Marzo-abril 2003
77. TARDÍO A, Marcelo. PAGOS POR CAPACIDAD. [http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/bolivia/cursos/Mecanismos\\_de\\_Pago\\_por\\_Capacidad.pdf](http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/bolivia/cursos/Mecanismos_de_Pago_por_Capacidad.pdf)
78. ACOLGEN, Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica. <http://www.acolgen.org.co/article.php?op=Print&sid=30> \_\_dos modelos
79. García R. Jairo y Palacios B., Carlos. La integración del Mercado Eléctricos de los Países Nórdicos –NORD POOL- Lecciones para otros Mercados. <http://www.eafit.edu.co/NR/rdonlyres/9D9FDB88-7B6B-4C02-B3EB-550496F04B47/0/Documento2.pdf>
80. Nord Pool ASA [http://web3.custompublish.com/getfile.php/678078.367.ssafxrrxpa/Nord+Pool+ASA+2008\\_MODIS+v2.pdf?return=eforum.custompublish.com](http://web3.custompublish.com/getfile.php/678078.367.ssafxrrxpa/Nord+Pool+ASA+2008_MODIS+v2.pdf?return=eforum.custompublish.com) \_ para sacar la fig nord pool

81. Unidad De Planeación Mienero Energética UPME, República de Colombia, Bogotá. Julio del 2004. [http://www.upme.gov.co/Docs/Vision\\_Mercado\\_Electrico\\_Colombiano.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf) ya
82. RODRIGUEZ. P., Martín. Organización del Mercado e Incentivos a la Inversión en Generación. OSINERG, Diciembre 2004. [http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios\\_Economicos/OrganizacionMercado2004.pdf](http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/OrganizacionMercado2004.pdf)
83. La Reestructuración del Sector Eléctrico de Inglaterra y Gales. [http://descargas.cervantesvirtual.com/servlet/SirveObras/12826954229067170754624/002487\\_6.pdf](http://descargas.cervantesvirtual.com/servlet/SirveObras/12826954229067170754624/002487_6.pdf)
84. LUYO. Jaime. Poder de Mercado y Mitigación en Sistemas de Generación hidrotérmica caso del Mercado Eléctrico Peruano. ECI 2008. Lima, 2 de enero del 2008. [www.eciperu.org.pe/portal/images/stories/eci2008v/jluyo-generacionhidrotermica.ppt](http://www.eciperu.org.pe/portal/images/stories/eci2008v/jluyo-generacionhidrotermica.ppt)
85. Estudios de mercados aplicados a microemprendimientos productivos. <http://www.microemprendimientos.netfirms.com/MI000014co.htm>
86. Artículos sobre la Garantía de Potencia <http://www.boe.es/boe/dias/2008/07/31/pdfs/A32925-32975.pdf#>
87. Ministerio de Energía y Minas de España. [http://www.boe.es/g/es/bases\\_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=1998/29870](http://www.boe.es/g/es/bases_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=1998/29870)
88. Seminario de ahorro y eficiencia energética UPM. “Garantía de Potencia”. <http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Ahorro%20Eficiencia%201107/Alberto%20Carbajo.pdf>
89. AMEDILLO, Oscar. Usos y abusos de la teoría económica en el análisis de la competencia del sector eléctrico. Madrid, 16 de octubre de 2007. [www.nera.com/image/EVT\\_ACE\\_Oct2007-final.pps](http://www.nera.com/image/EVT_ACE_Oct2007-final.pps)
90. La Gestión de riesgos en el mercado eléctrico, [www.enervia.com/presentaciones/Gestion\\_Riesgos\\_Elect.pps](http://www.enervia.com/presentaciones/Gestion_Riesgos_Elect.pps)
91. REAL DECRETO 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. <http://faolex.fao.org/docs/texts/spa73469.doc>
92. Sector eléctrico en el Perú. [http://es.wikipedia.org/wiki/Sector\\_el%C3%A9ctrico\\_en\\_el\\_Per%C3%BA](http://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%C3%A9ctrico_en_el_Per%C3%BA)

93. GUTIERREZ. Jorge. El mercado eléctrico Peruano. Lima, septiembre del 2003. <http://cendoc.esan.edu.pe/fulltext/tesis/MA2004/matp33200410.pdf>
94. Proyecto Cargo de Interconexión Fija Local (Sensitivo al tráfico y por Capacidad). Telmex. [http://www.osiptel.gob.pe/OsiptelDocs/GCC/eventos/audiencias/files/Presentacion\\_TELMEXvf\\_21052008.pdf](http://www.osiptel.gob.pe/OsiptelDocs/GCC/eventos/audiencias/files/Presentacion_TELMEXvf_21052008.pdf)
95. Resolución 515 de 2008 (junio 13), diario oficial no. 47.022 de 16 de junio de 2008, unidad de planeación minero-energética. CREG.
96. Descripción de Propuestas de Actuales Reformas al Mercado. [http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno05/colombia/Proyect%20web\\_archivos/page0014.htm](http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno05/colombia/Proyect%20web_archivos/page0014.htm)
97. Generation Adequacy and LOSS OF LOAD EXPETATION. <http://www.eirgrid.com/EirgridPortal/uploads/General%20Documents/Illustration%20of%20LOLEs%20from%20Generation%20Adequacy%20Statement.pdf> .
98. Análisis de Fiabilidad. <http://www.iit.upcomillas.es/~jra/doc/tesisca5.pdf>
99. ZEBALLOS. Raúl, VIGNOLO. Mario . La generación distribuida en el mercado eléctrico uruguayo. Noviembre 2000 [http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/GD\\_uruguay.pdf](http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/GD_uruguay.pdf)
100. HERRERA V., Benjamín. “PAGO POR POTENCIA FIRME A CENTRALES DE GENERACIÓN EÓLICA”. Universidad de Chile Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 2006. [http://cabierta.uchile.cl/revista/30/mantenedor/sub/revisi\\_ones\\_1.pdf](http://cabierta.uchile.cl/revista/30/mantenedor/sub/revisi_ones_1.pdf)
101. MENDEZ, J. Rivier . Regulatoiro de la las pérdidas en el MEM español. Universidad Pontificia Comillas. Santa Cruz de Marcenado 26, 28015 Madrid, España. <http://www.iit.upcomillas.es/docs/01.VHMQ01.pdf>
102. El cálculo de la Potencia Equivalente a efectos de fiabilidad basado en las teorías probabilistas y sus problemas de aplicación práctica. <http://www.iit.upcomillas.es/docs/99CBL01.pdf>
103. El Peruano – Edición del 13/01/2005, pagina 77. <http://www.abogadoperu.com/peruano-fecha-20050113-pagina-77.php>



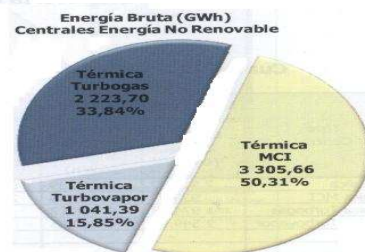
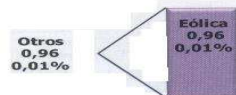
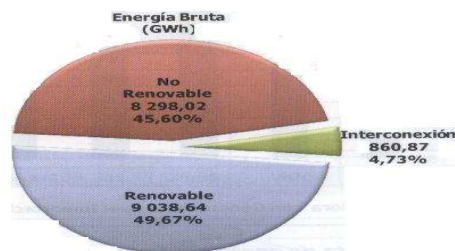
104. OSINERG – GART. Informe GART/GT n° 019–2002. Observaciones a la Propuesta del COES SINAC. [http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/Parte2\\_Anex\\_0940-2002-os-cd.pdf](http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/Parte2_Anex_0940-2002-os-cd.pdf)
105. ZOLEZZI. C. Eduardo, presidente. Comisión de Tarifas de Energía. Informe SEG / CTE N°021–97. <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/1997/48-1997.html>.
106. Integración Eléctrica en la Comunidad Andina, capítulo 3. <http://www.ccla.org.pe/publicaciones/otras/pdf/Cap3.pdf>
107. Texto concordado de la Norma: Procedimiento para la determinación del precio básico de potencia” . Aprobado por Resolución OSINERG N°260 – 2004. Publicado el 30 de septiembre de 2004. <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/Texto%20actualizado%20del%20Procedimiento%20para%20Determinaci%C3%B3n%20del%20Precio%20Basico%20Potencia.pdf>
108. Informe quincenal de la snm. Septiembre 2004. [http://www.snmpe.org.pe/pdfs/Informe\\_Quincenal/EEES-IQ-02-2004-IA.pdf](http://www.snmpe.org.pe/pdfs/Informe_Quincenal/EEES-IQ-02-2004-IA.pdf)
109. Estudio Técnico Económico para la determinación de precios básicos de potencia y energía en barras para la fijación de tarifas. Enero 2005 [http://www2.osinerg.gob.pe/procreg/tarifasbarra/ProcMay05Abril06/pdf/Audiencia25012005/Presentacion%20Tar\\_May05.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/procreg/tarifasbarra/ProcMay05Abril06/pdf/Audiencia25012005/Presentacion%20Tar_May05.pdf)
110. GENIN y GARCÉS. SI. Evaluación de Confiabilidad. Etap Power Station, SA.

# ANEXOS

# ANEXO 1

**Cuadro 2-10: Energía Bruta de las centrales de generación según su fuente de energía**

Tipo de Energía	Tipo Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	9 037,66
	Eólica	0,96
	Solar	0,02
<b>Total Renovable</b>		<b>9 038,64</b>
No Renovable	Térmica MCI	3 305,66
	Térmica Gas	1 041,39
	Térmica Vapor	2 768,66
	Térmica Gas Natural	1 182,31
<b>Total No Renovable</b>		<b>8 298,02</b>
Interconexión	Importación	860,87
<b>Total Interconexión</b>		<b>860,87</b>
<b>Total general</b>		<b>18 197,52</b>



## ANEXO 2

<b>Energía Bruta Generada, Potencia y Factor de Planta de unidades de Centrales Generadoras</b>							
<b>EMPRE SA</b>	<b>TIPO CENTRAL</b>	<b>CENTRAL</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>ENERGÍA BRUTA (MWh)</b>	<b>POTENCIA EFECTIVA(MW)</b>	<b>FACTOR DE PLANTA %</b>	
CATEG -G	TERMICA TURBOGAS	Alvaro Tinajero	G1-CAT	44140,78	46,50	10,84	
			G2-CAT	80928,52	35,00	26,40	
		TOTAL	G1-CAS	125069,30	81,50	17,52	
		Anibal santos (GAS)	G2-CAS	7807,54	20,00	4,46	
			G3-CAS	6913,93	20,00	3,95	
			G4-CAS	4617,64	14,00	3,77	
			G5-CAS	11586,74	18,00	7,35	
			G6-CAS	10533,33	19,00	6,33	
	TOTAL		41459,18	91,00	5,20		
	TERMICA TURBOVAPOR	Anibal santos (Vapor)	V1 -CAS	189313,21	33,00	65,49	
		TOTAL		189313,21	33,00	65,49	
	<b>TOTAL</b>			355841,69	205,50	19,77	
	Ecoluz	Hidráulica	Loreto	Loreto	13753,46	2,11	74,59
			TOTAL		13753,46	2,11	74,59
<b>TOTAL</b>				13753,46	2,11	74,59	
ELECA USTRO	Hidráulica	Saucay	G1	7056,42	4,00	20,14	
			G2	6508,82	4,00	18,58	
			G3	55954,16	8,00	79,84	
			G4	57144,90	8,00	81,54	
		TOTAL		126664,30	24,00	60,25	
		Saymirin	G1	3640,98	1,26	33,09	
			G2	3644,73	1,26	33,13	
			G3	8315,34	1,96	48,43	
			G4	7309,67	1,96	42,57	
			G5	34776,34	4,00	99,25	
	G6		32724,10	4,00	93,39		
	TOTAL		90411,16	14,44	71,51		
	TERMICA MCI	Descanso	G1	8159,40	4,80	19,40	
			G2	26631,66	4,80	63,34	
			G3	3016,91	4,80	7,17	
			G4	28439,98	4,80	67,64	
		TOTAL		66247,95	19,20	39,39	
		Monay	G1	1728,05	1,00	19,73	
			G2	2038,25	1,00	23,27	
			G3		1,00		
			G4	22,40	1,60	0,16	
			G5		1,00		

			G6	20,00	1,60	0,14
		TOTAL		3808,70	7,20	6,04
<b>TOTAL</b>				287132,11	64,84	50,56
ELECTROGUAYAS	Térmica turbogas	Enrique García	TG-5	207530,64	96,00	24,68
		TOTAL		207530,64	96,00	24,68
		Gonzalo Zevallos(gas)			20,00	
		TOTAL			20,00	
	TERMICA TURBOVAPOR	Gonzalo Zevallos	TV-2	399303,54	73,00	62,44
			TV-3	345482,68	73,00	54,03
		TOTAL		744786,22	146,00	58,23
		Trinitaria	TV-1	706907,81	133,00	60,67
TOTAL		706907,81	133,00	60,67		
<b>TOTAL</b>			1659224,67	395,00	47,95	
ELECTROQUILL	TERMICA TURBOGAS	Electroquil	Unidad1	105583,08	45,00	26,78
			Unidad2	82384,73	46,00	20,44
			Unidad3	148269,74	45,00	37,61
			Unidad4	106600,43	45,00	27,04
		TOTAL		442837,98	181,00	27,93
<b>TOTAL</b>			442837,98	181,00	27,93	
EMAAP-Q	Hidráulica	El Carmen	N.1	39233,65	8,20	54,62
		TOTAL		39233,65	8,20	54,62
<b>TOTAL</b>			39233,65	8,20	54,62	
GENEROCA	TERMICA MCI	Generoca	1	22291,50	4,20	60,59
			2	23718,47	4,20	64,47
			3	29676,21	4,67	72,54
			4	28750,58	4,46	73,59
			5	16725,86	4,20	45,46
			6	24769,95	4,20	67,32
			7	22146,03	4,20	60,19
			8	24509,99	4,20	66,62
		TOTAL		192588,59	34,33	64,04
<b>TOTAL</b>			192588,59	34,33	64,04	
HIDROAGOYAN	Hidráulica	Agoyán	U1	443596,29	78,00	64,92
			U2	492897,21	78,00	72,14
		TOTAL		936493,50	156,00	68,53
		Pucará	U1	102030,81	35,00	33,28
			U2	103226,45	35,00	33,67
		TOTAL		205257,26	70,00	33,47
<b>TOTAL</b>			1141750,76	226,00	57,67	
HIDRONACION	Hidráulica	Marcel Laniado	U1	116679,80	71,00	18,76
			U2	217658,10	71,00	35,00
			U3	193959,00	71,00	31,19
		TOTAL		528296,90	213,00	28,31
<b>TOTAL</b>			528296,90	213,00	28,31	
San Francisco	Hidráulica	San Francisco	U1	390051,88	108,00	41,23
			U2	432500,04	108,00	45,71
		TOTAL		822551,92	216,00	43,47
<b>TOTAL</b>			822551,92	216,00	43,47	
HIDROPAUTE	Hidráulica	Paute	1	462465,00	100,00	52,79
			2	482729,00	100,00	55,11
			3	479895,00	100,00	54,78

			4	473477,00	100,00	54,05
			5	497881,00	100,00	56,84
			6	510471,00	115,00	50,67
			7	499249,00	115,00	49,56
			8	566233,00	115,00	56,21
			9	577144,00	115,00	57,29
			10	525568,00	115,00	52,17
		TOTAL		5075112,00	1075,00	53,89
<b>TOTAL</b>				5075112,00	1075,00	53,89
Hidrosibimbe	Hidráulica	Sibimbe	2	44699,17	7,25	70,38
			1	44699,17	7,25	70,38
		TOTAL		89398,34	14,50	70,38
<b>TOTAL</b>				89398,34	14,50	70,38
Intervisa	Térmica turbogas	Victoria II	Victoria II	192025,15	102,00	21,49
		TOTAL		192025,15	102,00	21,49
<b>TOTAL</b>				192025,15	102,00	21,49
MACHALA POWER	Térmica turbogas	Machala Power	A	475199,80	65,00	83,46
			B	457737,90	65,00	80,39
		TOTAL		932937,70	130,00	81,92
<b>TOTAL</b>				932937,70	130,00	81,92
TERMOESMERALDAS	Térmica turbo vapor	Termoesmeraldas	CTE	908895,43	131,00	79,20
		TOTAL		908895,43	131,00	79,20
<b>TOTAL</b>				908895,43	131,00	79,20
TERMOGUAYAS	Térmica MCI	Termoguayas	1	158147,40	20,00	90,27
			2	254261,79	40,00	72,56
			3	96115,62	19,00	57,75
			4	17536,63	50,00	4,00
		TOTAL		526061,44	129,00	46,55
<b>TOTAL</b>				526061,44	129,00	46,55
TERMO PICHINCHA	TERMICA MCI	Guangopolo	U1	30946,11	5,20	67,94
			U2			
			U3	35008,64	5,20	76,85
			U4	30349,61	5,20	66,63
			U5	3447,20	5,20	7,57
			U6	31913,31	5,20	70,06
			U7	8412,18	1,40	68,59
	TOTAL		140077,05	27,40	58,36	
	La Propicia	1	983,17	3,60	3,12	
		2	983,17	3,60	3,12	
		TOTAL		1966,34	7,20	3,12
	TERMICA TURBOGAS	Sta Rosa	TG1	10498,89	17,00	7,05
			TG2	13991,89	17,00	9,40
TG3			7981,82	17,00	5,36	
TOTAL				32472,60	51,00	7,27
<b>TOTAL</b>				174515,99	78,40	25,41
ULYSSEAS	TERMICA TURBOVAPOR	Power Barge1	PB1			
		TOTAL				
<b>TOTAL</b>						
<b>TOTAL GENERAL</b>				13382157,78	3334,88	47,54

## ANEXO 3

**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA  
DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO**

**ASIGNACIÓN DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN - PRPD**

**Regulación No. CONELEC 003/04**

**PERÍODO OPERATIVO ANUAL Octubre/2006 - Septiembre/2007**


**RESERVA TRIMESTRAL julio/2007 - septiembre/2007**

No.	EMPRESA	CENTRAL / UNIDAD	CVPctvs USA/Kwh	Potencia Nominal o Efectiva (MW)	PRPD MENSUAL					PRPD
T1	ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	6,66	46,50	46,50	45,75	46,50	46,50	46,31	
T2	ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 2	8,01	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	
T3	REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	8,37	2,20	1,83	0,00	1,42	2,20	1,36	
T4	REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	8,10	1,00	0,13	0,00	0,87	1,00	0,50	
T5	REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	9,50	1,30	1,30	0,96	0,00	1,26	0,88	
T6	REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	9,41	1,30	1,30	1,30	0,04	0,85	0,87	
T7	REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	7,60	2,50	0,00	1,94	2,50	2,50	1,73	
T8	REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	7,79	2,50	2,17	2,50	2,50	2,50	2,42	
T9	REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	8,43	2,40	2,40	2,40	2,40	0,83	2,01	
T10	REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	8,40	2,20	2,20	1,35	2,20	2,20	1,99	
T11	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	4,79	4,30	4,30	3,75	4,25	4,30	4,15	
T12	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	4,74	4,30	4,30	4,25	3,75	3,86	4,04	
T13	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	4,52	4,30	0,00	0,00	4,30	4,30	2,15	
T14	MACHALA POWER	MACHALA POWER A	4,37	68,80	67,27	67,32	68,80	67,22	67,65	
T15	MACHALA POWER	MACHALA POWER B	4,42	67,60	66,10	66,15	67,60	66,05	66,47	
T16	ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	6,64	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	
T17	REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	8,95	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	
T18	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	7,24	45,00	44,25	44,27	44,27	44,22	44,26	
T19	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	6,96	46,00	45,23	45,26	45,26	45,21	45,24	
T20	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	6,97	46,00	45,23	45,26	45,26	45,21	45,24	
T21	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	7,15	45,00	44,25	44,27	44,27	44,22	44,26	
T22	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 1	8,25	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	
T23	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 2	8,67	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	
T24	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	8,75	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	
T25	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 5	8,75	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	
T26	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 6	9,02	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	
T27	GENEROCA	GENEROCA 1	5,31	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	
T28	GENEROCA	GENEROCA 2	5,31	4,20	3,22	4,20	4,20	4,20	3,96	
T29	GENEROCA	GENEROCA 3	5,17	4,67	4,67	4,67	4,67	3,38	4,35	
T30	GENEROCA	GENEROCA 4	5,23	4,46	4,46	4,46	3,31	4,46	4,17	
T31	GENEROCA	GENEROCA 5	5,31	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	
T32	GENEROCA	GENEROCA 6	5,31	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	
T33	GENEROCA	GENEROCA 7	5,31	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	
T34	GENEROCA	GENEROCA 8	5,31	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	
T35	QUITO	G.HERNANDEZ 1	4,56	5,20	5,20	1,85	5,20	5,20	4,36	
T36	QUITO	G.HERNANDEZ 2	4,53	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	
T37	QUITO	G.HERNANDEZ 3	4,61	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	

T38	QUITO	G.HERNANDEZ 4	4,57	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
T39	QUITO	G.HERNANDEZ 5	4,57	5,20	5,20	5,20	5,20	5,02	5,16
T40	QUITO	G.HERNANDEZ 6	4,56	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
T41	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	4,18	5,20	5,20	5,20	4,36	5,20	4,99
T42	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	4,30	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
T43	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	4,31	5,20	5,20	5,20	5,20	4,30	4,98
T44	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	4,30	5,20	4,85	5,20	5,20	5,20	5,11
T45	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 7	4,55	1,40	1,40	1,40	1,40	1,16	1,34
T46	AMBATO	LLIGUA 1	8,60	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
T47	AMBATO	LLIGUA 2	10,04	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
T48	QUITO	LULUNCOTO 13	7,16	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
T49	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	6,58	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
T50	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	7,51	2,00	1,87	2,00	1,87	2,00	1,93
T51	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	7,51	2,00	2,00	1,87	2,00	2,00	1,97
T52	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	7,51	2,00	2,00	1,87	2,00	1,86	1,93
T53	ELECAUSTRO	MONAY 1	7,55	1,10	1,10	0,94	1,10	0,98	1,03
T54	ELECAUSTRO	MONAY 2	7,29	1,10	1,10	0,94	1,10	0,98	1,03
T55	ELECAUSTRO	MONAY 4	10,30	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
T56	ELECAUSTRO	MONAY 6	10,72	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
T57	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 3	7,33	3,80	3,80	3,80	3,55	3,80	3,74
T58	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 4	7,62	3,60	3,60	3,60	3,37	3,60	3,54
T59	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 4	8,13	2,00	2,00	2,00	2,00	1,86	1,97
T60	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 5	7,79	2,00	2,00	1,87	2,00	2,00	1,97
T61	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	7,43	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00
T62	PENINSULA STA. ELENA	POSORJA	6,84	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
T63	ULYSSEAS INC	POWERBARGE	7,60	10,82	10,82	10,82	10,82	10,82	10,82
T64	RIOBAMBA	RIOBAMBA	8,21	2,00	1,99	2,00	1,99	2,00	1,99
T65	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 1	6,64	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
T66	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 10	6,52	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
T67	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	6,44	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
T68	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	8,95	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80
T69	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	8,95	16,90	16,90	16,90	16,90	16,90	16,90
T70	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	8,89	16,50	14,30	16,50	16,50	16,50	15,95
T71	TESMERALDAS	ESMERALDAS	2,70	132,50	132,50	132,50	132,50	127,93	131,36
T72	ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	4,57	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00	133,00
T73	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS.TV2	5,77	73,00	73,00	73,00	72,22	73,00	72,80
T74	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS.TV3	5,74	73,00	73,00	72,22	73,00	72,16	72,59
T75	ELECTROECUADOR	V. A.SANTOS	5,99	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00
T76	INTERVISA TRADE	VICTORIA II	7,82	102,00	102,00	102,00	102,00	102,00	102,00
T77	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 1	4,06	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
T78	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 2	4,08	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
T79	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 3	4,10	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
T80	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 4	4,11	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
T81	LAFARGE CEMENTOS	SELVA ALEGRE	4,74	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25



## ANEXO 4

!Final de fórmula inesperado		CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA			
DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO					
Costos Variables de Producción					
100% de la Potencia Efectiva					
No.	EMPRESA	UNIDAD	TIPO	TOTAL ctvs US\$/kWh	POTENCIA EFECTIVA (MW)
1	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	BV	2,9706	132,5
2	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	BD	3,8810	4,3
3	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	BD	3,9075	4,3
4	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	BD	3,9183	4,3
5	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	BD	4,0080	4,3
6	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	BD	4,0467	5,2
7	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	BD	4,0512	5,2
8	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	BD	4,0548	5,2
9	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 1	BD	4,0640	20,0
10	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	BD	4,0684	5,2
11	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	BD	4,0729	5,2
12	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 2	BD	4,0772	40,0
13	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	BD	4,0774	5,2
14	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 3	BD	4,0965	40,0
15	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 4	BD	4,1147	20,0
16	MACHALA POWER	MACHALA POWER A (*)	G	4,1917	66,7
17	MACHALA POWER	MACHALA POWER B (*)	G	4,2923	67,0
18	QUITO	G.HERNANDEZ 2	BD	4,7128	5,4
19	LAFARGE CEMENTOS	LAFARGE CEMENTOS	BD	4,7398	13,0
20	QUITO	G.HERNANDEZ 1	BD	4,7430	5,4
21	QUITO	G.HERNANDEZ 6	BD	4,7430	5,4
22	QUITO	G.HERNANDEZ 4	BD	4,7540	5,4
23	QUITO	G.HERNANDEZ 5	BD	4,7628	5,4
24	QUITO	G.HERNANDEZ 3	BD	4,8007	5,4
25	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 7	BD	4,8272	1,4
26	ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	BV	5,1275	133,0
27	GENEROCA	ROCAFUERTE 3	B	5,1665	4,7
28	GENEROCA	ROCAFUERTE 4	B	5,2269	4,5
29	GENEROCA	ROCAFUERTE 1	B	5,3100	4,2
30	GENEROCA	ROCAFUERTE 2	B	5,3100	4,2

31	GENEROCA	ROCAFUERTE 5	B	5,3100	4,2
32	GENEROCA	ROCAFUERTE 6	B	5,3100	4,2
33	GENEROCA	ROCAFUERTE 7	B	5,3100	4,2
34	GENEROCA	ROCAFUERTE 8	B	5,3100	4,2
35	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	BV	5,8084	73,0
36	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	BV	5,8524	73,0
37	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS	BV	5,9854	32,5
38	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	D	6,4454	3,0
39	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 4	D	6,4739	2,9
40	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 10	D	6,5370	2,0
41	MILAGRO	MILAGRO 5	D	6,5551	-
42	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	D	6,5863	5,0
43	ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	D	6,6359	3,6
44	ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	D	6,6359	3,6
45	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 3	D	6,6461	2,9
46	CATEG - GENERACIÓN	ALVARO TINAJERO 1	DG	6,6590	46,5
47	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 2	D	6,6684	2,9
48	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 1	D	6,6907	2,9
49	QUITO	LULUNCOTO 12	D	6,7447	2,8
50	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 1	D	6,7566	2,0
51	PENINSULA STA. ELENA	POSORJA 5	D	6,8422	2,1
52	MILAGRO	MILAGRO 6	D	6,8472	-
53	MILAGRO	MILAGRO 4	D	6,9046	-
54	MILAGRO	MILAGRO 7	D	7,0078	-
55	QUITO	LULUNCOTO 11	D	7,0766	2,7
56	QUITO	LULUNCOTO 13	D	7,1798	2,7
57	ELECAUSTRO	MONAY 3	D	7,1876	1,1
58	AMBATO	BATAN 3	D	7,1911	-
59	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	D	7,2572	5,0
60	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	DG	7,3944	46,0
61	ELECAUSTRO	MONAY 2	D	7,4454	1,1
62	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	D	7,5249	2,0
63	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	D	7,5412	2,0
64	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	D	7,5422	2,0
65	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	DG	7,5449	96,0
66	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	DG	7,5475	45,0
67	ULYSSEAS INC.	POWER BARGE I	BV	7,5992	24,0
68	BOLIVAR	BOLIVAR 1	D	7,6406	1,1
69	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 3	D	7,7017	3,8
70	ELECAUSTRO	MONAY 1	D	7,7122	1,0
71	REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	D	7,7314	2,5
72	INTERVISATRADE	VICTORIA II (nafta)	N	7,7385	105,0
73	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	DG	7,7594	45,0
74	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	DG	7,8024	45,0
75	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 4	D	7,8142	3,6
76	REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	D	7,8201	2,5

77	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 5	D	7,9294	2,0
78	CATEG - GENERACIÓN	ALVARO TINAJERO 2	DG	8,0057	35,0
79	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 11	D	8,0814	2,0
80	RIOBAMBA	RIOBAMBA	D	8,1592	2,0
81	REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	D	8,1670	1,0
82	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 1	DG	8,2455	20,0
83	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 4	D	8,2659	2,0
84	PENINSULA STA. ELENA	PLAYAS 4	D	8,3573	0,7
85	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	D	8,3583	2,0
86	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	D	8,3583	2,0
87	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	D	8,3583	2,0
88	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	D	8,3583	2,0
89	INTERVISATRADE	VICTORIA II (diesel)	D	8,3955	95,0
90	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	D	8,4336	2,0
91	REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	D	8,4480	2,2
92	REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	D	8,4653	2,2
93	REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	D	8,5200	2,2
94	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	D	8,5305	2,0
95	AMBATO	LLIGUA 1	D	8,5977	1,8
96	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 3	DG	8,6360	14,0
97	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 2	DG	8,6685	20,0
98	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 5	DG	8,7534	18,0
99	REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	D	8,9542	2,0
100	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	DG	8,9900	20,0
101	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 6	DG	9,0192	17,5
102	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	DG	9,3850	17,6
103	REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	D	9,4800	1,2
104	REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	D	9,4998	1,3
105	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 8	D	9,5351	-
106	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	D	9,5733	2,0
107	AMBATO	LLIGUA 2	D	10,0425	1,5
108	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	DG	10,0902	16,9
109	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	DG	10,0965	16,8
110	ELECAUSTRO	MONAY 5	D	10,3231	1,1
111	ELECAUSTRO	MONAY 4	D	10,3680	1,1
112	ELECAUSTRO	MONAY 6	D	10,7834	1,1
				<b>1.575,63</b>	

## ANEXO 5

### Cuadro de Anualidades, Costos Marginales, Precio Unitario de Potencia

Cálculo de Anualidades para Hidroeléctricas				
Tipo de central			HIDROELECTRICAS	
<i>Inversion</i>	C	\$	1500	1500
<i>Interes</i>	i	%	12	18
<i>Vida Util</i>	n	años	30	30
<i>Gastos de O&amp;M</i>		%	3	3
<i>Factor de planta</i>	FP	%	50,89	50,80
<i>Anualidad de la inversión A</i>		\$/Kw	186,22	271,90
<i>Anualidad de O&amp;M</i>		\$/kW	45,00	45,00
<i>Anualidad A</i>		\$/kw	<b>231,22</b>	<b>316,90</b>

Cálculo de los Costos Marginales			
Tipo de central		HIDROELECTRICAS	
<i>Interés</i>		12	18
<i>Costo total (c\$/kWh)</i>		5,19	7,12
<i>Precio Unitario de Potencia expresado en energía c\$/kwh</i>		1,57	1,99
<i>Costo por energía (c\$/kWh)</i>		3,61	5,13
			<b>26,40804</b>

Cálculo de Anualidades para Termoeléctricas				
Tipo de central			Turbo vapor	
<i>Inversion</i>	C	\$	900	900
<i>Interes</i>	i	%	12	18
<i>Vida Util</i>	n	años	25	25
<i>Gastos de O&amp;M</i>		%	5	5
<i>Costos Variables CV</i>		c\$/kWh	5,56	5,56
<i>Factor de planta</i>	FP	%	90	89
<i>Energía</i>		KWh/año	7884,00	7796,40
<i>Anualidad de la inversión A</i>		\$/Kw	114,75	164,63
<i>Anualidad de O&amp;M</i>		\$/kW	45	45
<i>Anualidad total A</i>		\$/kw	<b>598,10</b>	<b>643,11</b>

Cálculo de los Costos Marginales			
Tipo de central		Turbo vapor	
<i>Interés</i>		12	18
<i>Costo total (c\$/kWh)</i>		7,59	8,25
<i>Precio Unitario de Potencia expresado en energía c\$/kwh</i>		0,89	1,14
<i>Costo por energía (c\$/kWh)</i>		6,70	7,11

Cálculo de Anualidades para Termoeléctricas				
Tipo de central			Turbo gas	
<i>Inversion</i>	C	\$	550	550
<i>Interes</i>	i	%	12	18
<i>Vida Util</i>	n	años	20	20
<i>Gastos de O&amp;M</i>		%	4	4
<i>Costos Variables CV</i>		c\$/kWh	7,94	7,94
<i>Factor de planta</i>	FP	%	15,19	15,19
<i>Energía</i>		KWh/año	1330,64	1330,64
<i>Anualidad de la inversión A</i>		\$/Kw	73,63	102,75
<i>Anualidad de O&amp;M</i>		\$/kW	22	22
<i>Anualidad A</i>		\$/kw	<b>201,29</b>	<b>230,40</b>

Cálculo de los Costos Marginales			
Tipo de central		Turbo gas	
<i>Interés</i>		12	18
<i>Costo total (c\$/kWh)</i>		15,13	17,32
<i>Precio Unitario de Potencia expresado en energía c\$/kwh</i>		5,27	6,65
<i>Costo por energía (c\$/kWh)</i>		9,85	10,66

**EXCESO O DEFICIT DEL PAGO QUE RECIBEN LOS GENERADORES.**

<b>Cálculo de la Potencia Unitaria de potencia PUP</b>		
Tipo de central	HIDROELECTRICAS	
Interés	12%	18%
Costo total <b>c\$/kWh</b>	5,20	7,12
Precio Prom. En el MEM <b>c\$/kWh</b>	9,31	9,31
Exceso(+), Deficit(-) <b>c\$/kWh</b>	-4,11	-2,19

<b>Cálculo de la Potencia Unitaria de potencia PUP</b>		
Tipo de central	TERMOELECTRICA A VAPOR	
Interés	12%	18%
Costo total <b>c\$/kWh</b>	7,72	8,36
Precio Prom. En el MEM <b>c\$/kWh</b>	9,31	9,31
Exceso(+), Deficit(-) <b>c\$/kWh</b>	1,59	0,95

<b>Cálculo de la Potencia Unitaria de potencia PUP</b>		
Tipo de central	TERMOELECTRICA A GAS	
Interés	12%	18%
Costo total <b>c\$/kWh</b>	15,13	17,32
Precio Prom. En el MEM <b>c\$/kWh</b>	9,31	9,31
Exceso(+), Deficit(-) <b>c\$/kWh</b>	5,82	8,01

<b>Cálculo de la Potencia Unitaria de potencia PUP</b>		
Tipo de central	TERMOELECTRICA MCI	
Interés	12%	18%
Costo total <b>c\$/kWh</b>	10,12	11,05
Precio Prom. En el MEM <b>c\$/kWh</b>	9,31	9,31
Exceso(+), Deficit(-) <b>c\$/kWh</b>	0,81	1,74

**CALCULO PRECIO UNITARIO DE POTENCIA**

<b>Cálculo de la Precio Unitario de potencia PUP</b>			
Tipo de central		TERMoeLECTRICA A VAPOR	
Interés		12%	18%
Costo total <b>c\$/kWh</b>		7,72	8,36
Costos Variables CV	c\$/kWh	5,56	5,56
Anualidad de O&M	\$/kW	45,00	45,00
Energía	KWh/año	7884,00	7796,40
Costo por Energía c\$/kWh		6,13	6,14
PUP \$/kWh		1,59	2,22
PUP \$/Kw/mes		10,44	14,44

<b>Cálculo de la Precio Unitario de potencia PUP</b>			
Tipo de central		TERMoeLECTRICA TURBOGAS	
Interés		12%	18%
Costo total c\$/kWh		15,13	17,32
Costos Variables CV	c\$/kWh	7,94	7,94
Anualidad de O&M	\$/kW	22,00	22,00
Energía	KWh/año	1330,64	1330,64
Costo total variable+O&M		9,59	9,59
PUP \$/kWh		5,53	7,72
PUP \$/kWmes		6,14	8,56

<b>Cálculo de la Precio Unitario de potencia PUP</b>			
Tipo de central		TERMoeLECTRICA MCI	
Interés		12%	18%
Costo total c\$/kWh		9,95	10,87
Costos Variables CV	c\$/kWh	6,74	6,74
Anualidad de O&M	\$/kW	35,00	35,00
Energía	KWh/año	4012,08	4012,08
Costo total variable+O&M		7,61	7,61
PUP \$/kWh		2,34	3,26
PUP \$/kW-mes		7,82	10,92