

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ECONÓMICA Y CIENCIAS  
SOCIALES**



**IMPACTO DEL GAS DE CAMISEA EN EL MERCADO DE  
ELECTRICIDAD DEL PERÚ**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ECONOMISTA  
POR LA MODALIDAD DE TESIS**

**ELABORADO POR:  
PAMELA LIZ, FABIÁN JANAMPA**

**LIMA – PERÚ  
2003**

*Dedicado a mis padres y  
hermanos, quienes me  
brindaron paciencia y  
comprensión a lo largo de  
la elaboración de este  
proyecto.*

## INDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	4
OBJETIVOS.....	7
DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA.....	7
CAPITULO I.....	8
REFORMAS DEL SECTOR ELECTRICIDAD EN PAISES LATINOAMERICANOS.....	8
1.1 Tipos de modelos .....	8
1.2 La Desregulación en Latinoamérica .....	9
1.2.1. Características Generales de las reformas .....	9
1.2.2. Características particulares por país.....	11
1.2.3. Características del sector electricidad en el Perú .....	15
CAPÍTULO II .....	16
LA ECONOMIA DEL SECTOR ELECTRICIDAD EN EL PERU.....	16
2.1. Las características del producto electricidad.....	16
2.2. La actividad de Generación, Transporte y Distribución .....	17
2.2.1. El proceso de suministro de energía.....	17
2.3. Características económicas y tecnológicas de la actividad de generación.....	21
2.4. Precios y equilibrio financiero.....	22
2.5. Determinación de tarifas en barra .....	23
2.6. Características del mercado de generación .....	24
2.6.1. Organización de la actividad de generación .....	30
2.7. Economía del mercado spot: .....	31
2.8. Fijación de las tarifas en barra.....	33

CAPITULO III .....	37
INDICE DE CONCENTRACIÓN DE LA ESTRUCTURA ECONÓMICA DEL SECTOR GENERACIÓN .....	37
3.1. El Índice HHI.....	37
3.2. Medición de la concentración en el sector Generación.....	38
3.3. Medición de la concentración en el Sector Generación.....	41
CAPÍTULO IV .....	44
EL GAS DE CAMISEA EN EL MERCADO COMPETITIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	44
4.1 Antecedentes del problema sobre la determinación del precio del gas.....	44
4.2. Enfoque actual de la OSINERG-GART .....	45
4.3. Mercado del gas natural .....	46
4.3.1. La demanda del gas en el Perú.....	46
4.4. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN CON Y SIN EL PROYECTO CAMISEA .....	46
4.4.1 Sin Camisea ( O el Ingreso de Camisea para el año 2007).....	47
4.4.2 Ingreso a Operación de Camisea en Abril de 2004.....	48
4.4.3 Ingreso a operación de Camisea en Junio de 2004.....	49
4.4.4 Ingreso a operación de Camisea en Agosto de 2004.....	50
4.5. Cálculo de las tarifas con gas y sin gas en el período 2001 al 2005 .....	51
4.6. Resultados del costo marginal actualizado considerando el ingreso de gas de Camisea el 9 de agosto de 2004 y sin Camisea.....	52

4.7. Resultados por demanda de punta y fuera de punta considerando el ingreso del gas de Camisea el 9 de Agosto de 2004 y sin Camisea.....	53
4.8. Variación de la tarifa de generación en todos los puntos del país .....	54
CAPÍTULO V .....	55
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	55
ANEXOS .....	58
Anexo 1: Precios nodales (costos marginales de corto plazo).....	58
Anexo 2: Precio Marginal de Energía y potencia en un instante del tiempo.....	60
Anexo 3: Modelo Perseo.....	62
Bibliografía .....	64

## SUMARIO

A lo largo de casi dos décadas Camisea ha sido un tema de la política nacional pospuesto por decisiones políticas, o por malas administraciones de los gobiernos de turno que solo buscaban beneficios particulares de unos pocos de la sociedad, después de la reestructuración del Sector Energético y considerando que el Gas de Camisea es un insumo dentro de una empresa generadora de electricidad que logra reducir el costo de producción e incrementa la competitividad y por lo tanto reduce el precio de las tarifas eléctricas a los consumidores finales, aumentando el excedente del consumidor de electricidad. El mercado de electricidad peruano a desvierticalizado su industria en sectores de Generación, Transmisión y Distribución existiendo un mercado competitivo en el sector de generación y monopolio en las dos restantes como se mostrará a lo largo de esta investigación. La desverticalización del mercado energético a seguido modelos de países latinoamericanos que han tenido éxito en dicho proceso, sin embargo se encontrará que el mercado de generación está altamente concentrado por parte del Estado, un mercado altamente concentrado representa una falla de mercado dentro de una estructura de mercado competitivo. El ingreso de Camisea al mercado de electricidad se realizará en el 2004, por tal motivo calculamos el precio de la tarifa en la fecha estipulada, en Agosto del 2004 y además de realizaron cálculos si es que este ingresase con dos y cuatro meses de anticipación, mostrando cuanto es el ahorro que representa a los consumidores de electricidad y también se estimó si no ingresa el proyecto Camisea para la fecha estipulada, realizando cálculos de la pérdida de la eficacia social por parte de los consumidores finales de electricidad.

# **IMPACTO DEL GAS DE CAMISEA EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD DEL PERÚ**

## **INTRODUCCIÓN**

En las últimas dos décadas del milenio anterior, en muchos países de Latinoamérica se realizaron procesos de desverticalización de la estructura del sector eléctrico. Estos cambios se iniciaron en Chile en 1982, en Argentina en 1992, en Colombia en 1994, en Bolivia en 1994, y en nuestro país en 1993.

La reestructuración del sector eléctrico en nuestro país se dio con las mismas premisas y características del modelo iniciado en Chile. Son cuatro los esquemas de mercado que están puestos en práctica en los diferentes países de acuerdo a sus realidades económicas y políticas, como se explicará más adelante el sector de electricidad en el Perú fue segmentado en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Y es particularmente en el segmento generación, especialmente evaluado en este trabajo, en el que se da condiciones de competencia, estableciéndose un pseudo mercado mayorista, pues se compra y se vende electricidad en grandes cantidades.

En nuestro país las políticas desregulatorias se iniciaron con la entrega, en forma de concesión de las empresas estatales de electricidad y telecomunicaciones al sector privado (privatización). Por el lado de la demanda, se ha clasificado en dos tipos de clientes: libres y regulados, los llamados clientes libres son aquellos que pueden negociar los precios y cuentan con una demanda superior a 1000 Kw. El mercado eléctrico comercializa dos productos que

están inherentemente relacionados: Potencia y Energía. El suministro de la electricidad a clientes regulados es catalogado en el Perú como servicio público.

En el área de generación se establecen ciertos criterios de competencia, estableciéndose un pseudo mercado, denominado así porque existe regulación de una parte de los precios de la electricidad por el gobierno y porque los procedimientos técnicos y mecanismos para el funcionamiento de éste se encuentran también regulados. Existen dos mercados plenamente demarcados en el que pueden participar las empresas de generación, el mercado de contratos de largo plazo y el mercado spot. En el mercado de contratos de largo plazo se negocia la venta de electricidad con los clientes libres y las empresas de distribución. El mercado spot, llamado también mayorista en el que solamente los generadores con una potencia efectiva mayor al 1% de la potencia efectiva total del sistema pueden efectuar compras y ventas de electricidad directamente. La administración de la operación de este pseudo mercado es efectuada bajo la modalidad "POOLCO"<sup>1</sup>, es decir existe un organismo que representa al grupo de las empresas de generación y transmisión que se encarga de la operación y coordinación del sistema, así como efectúa los cálculos y garantiza las transferencias económicas entre sus integrantes y propone además precios de electricidad ante el organismo regulador (OSINERG) para la fijación de tarifas a los clientes regulados. Este mercado funciona fundamentalmente sobre la base de declaración de costos, los cuales son sustentados. El área de la transmisión se encuentra plenamente regulado por presentar en su estructura de mercado economías de escala (monopolio natural), se remuneran los costos hundidos y los costos de operación y mantenimiento para un tipo de instalaciones que conforman el llamado

---

<sup>1</sup> Modelo Poolco: este modelo tiene como objetivo la minimización del costo de operación y la seguridad del abastecimiento están centralizados en una única institución denominada Centro de Despacho. Aprovechando la existencia de diversas tecnologías y costos de operación y una demanda marcadamente estacional, este organismo tiene como función minimizar, siguiendo criterios de optimización, el costo de operación conjunto del sistema preservando la calidad y seguridad del mismo.



sistema principal de transmisión, en él cualquier agente puede comprar o vender energía y cuyo régimen de uso no permite identificar a los usuarios, los criterios para su remuneración se basan en un concepto denominado sistema económicamente adaptado, el otro tipo de instalaciones complementarias al Sistema Principal es el Sistema Secundario de Transmisión cuya remuneración en algunos casos se realiza a través de costos medios, en otros se “espera” que los ingresos de la actividad de la generación o distribución cubren los costos de estas instalaciones. El Estado tiene participación activa promoviendo la inversión de la transmisión a través de contratos “BOOT” (Build Operator Owner Transfer).

Se reconoce acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

El área de distribución se encuentra también completamente regulado, reconociendo a las empresas de distribución una rentabilidad que se asignaría a una empresa modelo eficiente. Las empresas de distribución compran la electricidad a precios regulados, estas empresas pueden negociar la venta de electricidad con los clientes libres.

El trabajo se inicia con un bosquejo del funcionamiento del mercado energético teniendo como producto la electricidad (energía y potencia), para poder así demostrar los efectos a corto y largo plazo, que tendría dentro de este mercado un insumo como es el gas de Camisea. El precio del gas va a depender fundamentalmente del principal consumidor que en este caso va a ser el mercado de generación eléctrica.

La oferta de un bien está en función del costo de los insumos que se requieren para producir una unidad de electricidad, de la tecnología, y del precio de dicho bien por lo que el ingreso de Camisea al parque generador de electricidad representa menores costos y menores tarifas para los usuarios finales, en un mercado competitivo.

El mercado de electricidad peruano se desarrolla bajo un marco legal e instituciones reguladoras<sup>2</sup> incipientes. El análisis va enfocado a los precios de electricidad (tarifa) con el impacto que genera Camisea al mercado de electricidad peruano.

## **OBJETIVOS**

Mostrar el funcionamiento del mercado de electricidad en el Perú.

Evaluación del mercado del sector electricidad con el gas de Camisea y sin el gas, su incidencia en los costos marginales y la tarifa de generación.

Comprobar que el ingreso del gas de Camisea al mercado eléctrico en el menor tiempo generará menores tarifas al usuario final.

El efecto en la concentración del sector eléctrico con el ingreso de generación a gas proveniente de Camisea..

## **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA**

El proyecto de “gas de Camisea” es un proyecto pospuesto por varios años en nuestro país, en la actualidad su ingreso a operación es canalizado por el sector de la generación de electricidad. El entorno en el que se desenvolverá el proyecto de generación que utilizará el gas de Camisea, estará dado en un marco de competencia de dicho sector. Asimismo la desverticalización ha originado que el cálculo de las tarifas de electricidad se determine también en el marco de la teoría marginalista. La problemática se resume en determinar cuál es el impacto que tendrá dicho proyecto en la tarifa de electricidad a los usuarios finales.

---

<sup>2</sup> El enfoque sobre la necesidad de regular los monopolios naturales han experimentado un cambio profundo en las dos últimas décadas. La existencia de un monopolio natural ahora está basada en el concepto de subaditividad, y no en las economías de escala. Si existe un monopolio natural, pero la *competencia por el mercado* es posible, entonces la mejor alternativa es realizar una subasta para adquirir el derecho de operar (competencia de Demsetz) o dejar abierto el mercado (contestabilidad) sin necesidad de regular las tarifas. Si no es posible tener una competencia por el mercado, se necesita regular las tarifas. El ente regulador puede escoger el tipo de tarifas que minimice la pérdida de la eficiencia social. Jorge Fernández Baca pág. 504.

## CAPITULO I

### REFORMAS DEL SECTOR ELECTRICIDAD EN PAISES LATINOAMERICANOS

#### 1.1 Tipos de modelos

Existen tres mercados importantes definidos en los sectores electricidad: Generación, Transmisión y Distribución.

##### a) Modelo verticalizado

Representaba el modelo tradicional de los países de Latinoamérica como era el caso del Perú. El Estado se encargaba de la gestión de la generación, la transmisión y la distribución. Es común la existencia de empresas con enorme carga laboral y generalmente cuestionados por su ineficiencia y corrupción. No existe competencia alguna en ninguna de las áreas, pues representa un monopolio completo.

##### b) Modelo de la agencia única

En este modelo existe una sola agencia de compra de la producción de las empresas de generación. En este modelo se propicia la competencia en la generación. El acceso a las redes de transporte no se encuentra bien definido. Esta única agencia se encarga de la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

##### c) Modelo de mercado mayorista

Es el modelo que en la actualidad está vigente en casi todos los países de Sudamérica. Se propicia la competencia en la generación, se establece el acceso a las redes de transmisión, cualquier generador se encuentra en la posibilidad de negociar con las empresas de distribución y clientes importantes, como es el caso del Perú en el que se le denomina a estos últimos clientes libres.

**d) Modelo de mercado minorista.**

Es el modelo de la competencia total, permite la competencia en la generación, en la distribución y comercialización en las redes de distribución.

De lo anterior, nuestro país encaja en el modelo de Mercado Mayorista, luego de encontrarse los sectores organizados verticalmente, con particularidades en el acceso a las redes de transmisión, se encuentra establecido por el libre acceso a los Sistemas Principales de Transmisión, no se encuentra definido el comercializador, que en este caso son las empresas de distribución.

## **1.2 La Desregulación en Latinoamérica**

La desregulación en Latinoamérica se ha dado por razones políticas y económicas, en muchos países forzados por la existencia de problemas endémicos como son la ineficiencia, corrupción, quiebra de empresas de electricidad.

Las ideas de libre mercado cobraron vigencia y se iniciaron las reformas en Chile y Argentina en 1982 y 1992 respectivamente posteriormente siguieron el resto de países como Perú, Bolivia, Colombia, Ecuador.

### **1.2.1. Características Generales de las reformas**

Dadas las características técnicas y económicas propias del sector eléctrico, *la nueva estructura del mismo no es la de un ambiente completamente desregulado*. Se han establecido normas que tratan de garantizar y promover la existencia de mercados competitivos cuando se ha estimado que ello es posible. Mientras que, para aquellos segmentos del negocio eléctrico en que se reconoce la existencia de monopolios naturales, se han establecido normas destinadas a preservar la eficiencia económica, manteniendo la propiedad en agentes privados.

- a) La generación es reconocida como una parte de la cadena donde no existen significantes economías y deseconomías de escala desde que el costo de producción de plantas pequeñas es el mismo que de plantas grandes. También la generación es reconocida como un ambiente en el que la competencia puede ser estimulada. El manejo de la desregulación fue enfocado en este sector. Los países de Sudamérica establecieron irrestrictos mercados de generación buscando un equilibrio competitivo por crear organismos pertenecientes o independientes del “pool” para la operación física y comercial del sistema. Lo complicado del proceso de desregulación es que ni la transmisión ni la distribución pueden ser clasificados como mercados competitivos, un proceso de re- regulación pretenderá estimular el comportamiento eficiente de las compañías que desarrollan actividades monopólicas.
- b) La transmisión debido a sus abultadas inversiones y la necesidad de redundancia (más inversión) para brindar seguridad al sistema es reconocida como parte de la cadena donde existen economías de escala. Cuando se efectúa el planeamiento de la transmisión de la manera más óptima puede resultar que se deban construir 1.2 ó 1.6 líneas que en la práctica no puede darse, ya que el número de líneas es un número entero y además por criterios de seguridad se debe construir más líneas. El acceso abierto es definido, los concesionarios de transmisión deben permitir el libre acceso a sus redes de transmisión, este segmento es regulado.
- c) La distribución presenta economías de espacio o densidad donde una red de distribución puede proporcionar un servicio barato más que dos o más redes suministrando una sola área. La **regulación** es definida otorgando concesiones geográficas a las empresas de distribución, éstas suministran electricidad a todos los usuarios comprendidos en dicha área con tarifas y calidad, reguladas.

Las reformas en todos los países han seguido similares pero no idénticos caminos cada uno beneficiándose con la experiencia ex - post de cada uno.

### **1.2.2. Características particulares por país**

Para reducir el poder de mercado y la integración vertical se evitaron las operaciones que conlleven a la propiedad cruzada (es decir que no existieran dueños al mismo tiempo de la generación la transmisión y la distribución), este es el caso del Perú, Argentina y Bolivia, en Chile no sucedió ello por ser los pioneros. En Argentina y Bolivia en la generación fueron limitados a tener entre el 10% y 30 % de participación del mercado respectivamente.

El ente a cargo de la coordinación de la operación de la red fue efectuado solamente por los generadores en Chile, en el Perú también incluye a los transportistas, en Argentina, Bolivia y Colombia además a los distribuidores , grandes consumidores y el regulador. Mientras que en Perú, Chile y Bolivia la generación es despachada basándose en costos auditados, ofertas de precios son utilizados en Argentina y Colombia..

Mientras que muchos países han formulado una tarifa en dos partes para la transmisión basados sobre precios marginales spot multinodal<sup>3</sup> acoplados con peajes, Colombia ha utilizado costos marginales de expansión de capital, Así también mientras que en Perú, Colombia y Bolivia la transmisión quedó bajo el control de una sola compañía, en Argentina y Chile favorecieron el desarrollo de algunas compañías privadas.

Argentina, Chile y Perú han escogido el concepto de “compañía modelo de distribución” para definir precios de distribución, Bolivia ha optado por el esquema de precio cap. (desarrollado en UK) donde las tasas son ajustadas por la inflación más una reducción por eficiencia anual.

---

<sup>3</sup>Precios marginales spot multinodal, será desarrollado en el anexo N°1

Diferentes esquemas de privatización fueron utilizados en cada país. Pensiones privadas proporcionaron financiamiento para la privatización del sistema eléctrico de Chile, Mientras que en Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia y Perú principalmente fueron inversiones extranjeras. En el cuadro siguiente se muestra una comparación exhaustiva en cada segmento.

**Cuadro 1 : Cuadro Comparativo de las principales características del proceso desregulatorio en países de Sud América**

<b>CARACT.</b>	<b>Argentina</b>	<b>Bolivia</b>	<b>Chile</b>	<b>Colombia</b>	<b>Perú</b>
<b>General</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se da un tratamiento diferenciado a las funciones de generación, transmisión y distribución</li> <li>- Se reconoce la existencia de un mercado competitivo en generación</li> <li>- Libre acceso a la red de transmisión y distribución mediante el pago de peajes</li> <li>- Se reconoce que la transmisión y la distribución son monopolios naturales</li> <li>- El estado regula lo que no se considera competitivo</li> </ul>				
<b>Estilo de legislación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ley general</li> <li>- Normas detalladas dictadas por resoluciones de la Secretaría de Energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ley más o menos detallada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ley eléctrica detallada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ley general</li> <li>- Norma detalladas dictadas por resoluciones de la CREG</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ley detallada</li> </ul>
<b>Estructura de mercado del sector</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación, transporte y distribución.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación, transmisión y distribución</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación, transmisión y distribución</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación, transmisión y distribución</li> </ul>
<b>Restricciones a la propiedad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La transmisión no puede ser controlada por generadores o distribuidores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ninguna empresa de generación o distribución, ningún accionistas de ellas pueden ser accionista de empresas de transmisión o viceversa.</li> <li>- Ninguna empresa generadora o sus accionistas pueden ser accionistas de una empresa de distribución y viceversa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No hay</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La empresa de interconexión no puede emprender ninguna otra actividad</li> <li>- Empresas que se constituyen con posterioridad a la ley no pueden efectuar más de una actividad, excepto la de comercialización, que puede efectuarse en conjunto con la generación y la distribución.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación, transmisión principal y distribución no pueden ser realizadas por la misma empresa.</li> </ul>
<b>Precios regulados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio spot</li> <li>- Precio estabilizado de compra de empresas distribuidoras sin contrato</li> <li>- Cargo de transmisión de empresas existentes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio spot</li> <li>- Precio máximo a consumidores regulados</li> <li>- Precio máximo por uso de instalaciones de transmisión y distribución</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio spot</li> <li>- Precio de generador a distribuidor</li> <li>- Precio máximo a consumidores regulados</li> <li>- Metodología para cargo máximo por uso de instalaciones de transmisión y distribución</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio spot (bolsa de energía)</li> <li>- Cargos de transmisión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio spot</li> <li>- Precio de generador a distribuidor</li> <li>- Precio máximo a consumidores regulados</li> <li>- Cargos por uso de instalaciones de transmisión y distribución</li> </ul>



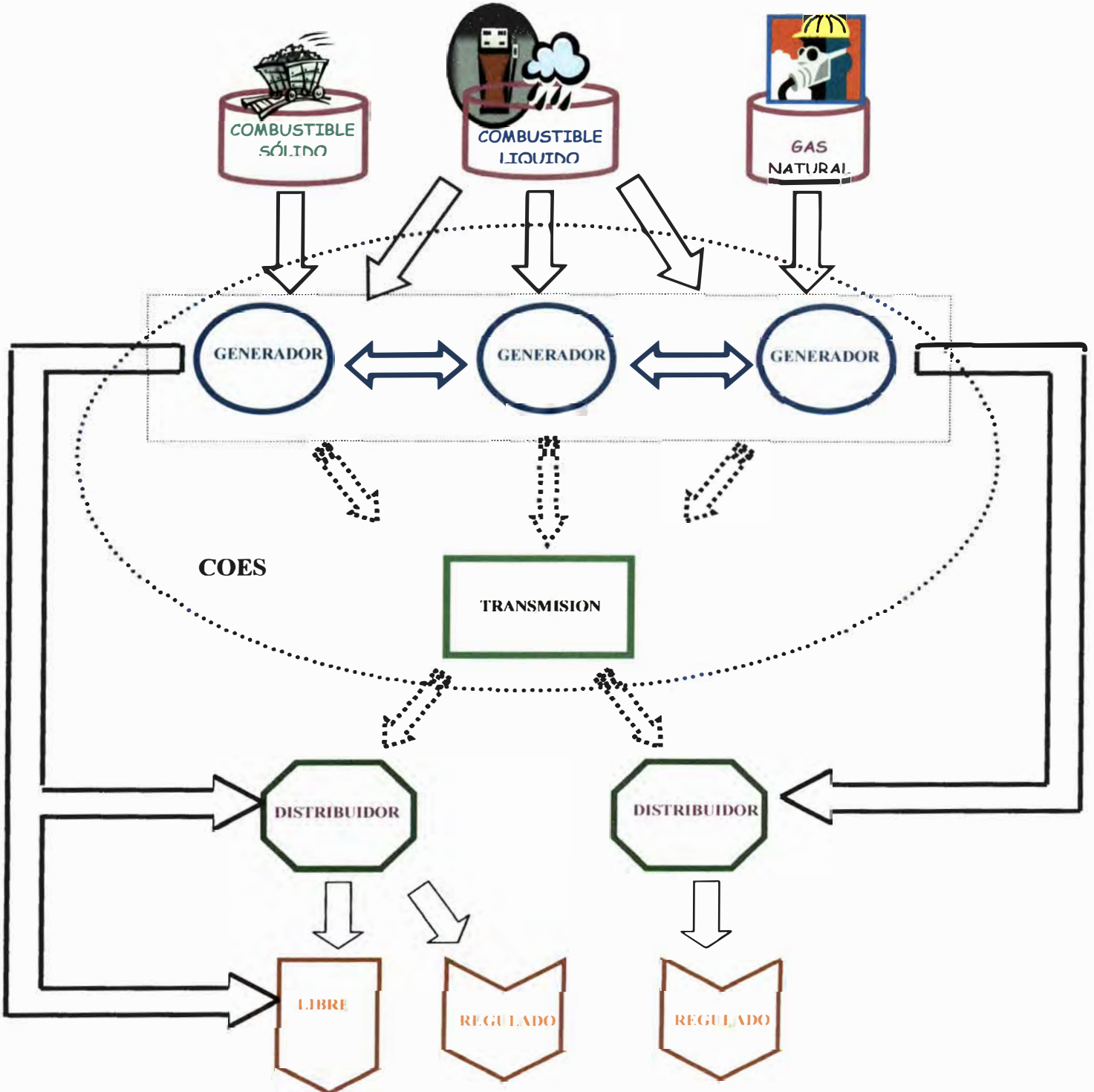
**Cuadro 2 : Características Comunes que comparten cada país dentro de su estructura empresarial**

<b>Estructura Empresarial</b>	<b>Argentina</b>	<b>Bolivia</b>	<b>Chile</b>	<b>Colombia</b>	<b>Perú</b>
<b>GENERACION</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En todos los casos se acepta que existe competencia en el ámbito de generación.</li> <li>- Las normas tratan compatibilizar el incentivo del ambiente competitivo con la necesidad de tener una operación coordinada por motivos de seguridad de abastecimiento y eficiencia económica..</li> <li>- Operación coordinada es obligatoria (excepto centrales de tamaño menor en algunos países)</li> <li>- Transacciones originadas en la optimización de la operación (mercado spot) se realizan al costo marginal de corto plazo (precio spot)</li> <li>- Método de inyecciones y retiros de potencia y energía valorizados a precios spot establece la relación entre generación efectiva y compromisos contratados.</li> <li>- Libertad de precio para clientes mayores a cierto tamaño, precio máximo para clientes regulados.</li> <li>- Acceso a clientes mediante pago por uso de sistemas de transmisión de terceros.</li> <li>- No hay restricciones a la entrada de nuevos generadores al mercado.</li> <li>- Precios que se regulan son basados en costos marginales de corto plazo.</li> </ul>				
<b>TRANSMISIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El principio general es de libre acceso al sistema de transmisión, mediante pago de peaje</li> <li>- Se reconoce efecto de economías de escala y se regula el valor del peaje o el método de cálculo.</li> <li>- No existe monopolio legal para la transmisión.</li> <li>- Tratamiento distinto en cada país para determinar la forma de pago de peajes.</li> <li>- Expansión por decisiones privadas. En algunos casos se requiere aprobación.</li> </ul>				
<b>DISTRIBUCIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se reconoce monopolio natural</li> <li>- Clientes menores de una cierta potencia tienen precios regulados</li> <li>- Se otorga concesión de Servicio Público.</li> <li>- Obligación de dar servicio en área de concesión</li> </ul>				

### 1.2.3. Características del sector electricidad en el Perú

En el gráfico siguiente mostramos las características más importantes y el funcionamiento del sector electricidad en el Perú

#### EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN EL PERU



## CAPÍTULO II

### LA ECONOMIA DEL SECTOR ELECTRICIDAD EN EL PERU

#### 2.1. Las características del producto electricidad.

El producto del mercado eléctrico es la **electricidad (energía y potencia) que a diferencia de otros productos** presenta las siguientes características:

- a) **No almacenable:** La principal particularidad de la electricidad (energía y potencia) es que no es almacenable en grandes cantidades
- b) **Necesidad de balance entre la oferta y la demanda:** Al ser no almacenable la electricidad (energía y potencia) tiene como implicancia que la oferta y la demanda deben igualarse en cada momento. Este objetivo es alcanzado a través de un ente coordinador de la operación física del sistema a fin de evitar un deterioro<sup>4</sup> en la calidad del servicio.
- c) **Variable aleatoria e intertemporal:** La electricidad (energía y potencia) variará de acuerdo a la estación del año (invierno, verano, etc.), a la hora del día (hora punta, fuera de punta) con aleatoriedad.
- d) **Exista una conexión directa con el consumidor:** Tanto consumidores como suministradores se encuentran conectados directamente a través de la red eléctrica, es así que una variación en la demanda de un consumidor o la oferta de un suministrador afecta las condiciones de suministro y generación de todos ellos.
- e) **Intensidad de Capital y existencia de economías de escala:** La obtención del producto (energía y potencia) requiere de grandes volúmenes de inversión de capital, trabajo y tecnología.

---

<sup>4</sup> Este puede darse tanto por un sobre despacho de energía originando congestión en ciertas zonas geográficas del sistema, o por la falta de suministros que puede traer una disminución de la frecuencia y tensión. En el extremo. ambos hechos pueden inhabilitar el sistema de transmisión poniendo en riesgo la seguridad de abastecimiento

## 2.2. La actividad de Generación, Transporte y Distribución

### 2.2.1. El proceso de suministro de energía

En la industria eléctrica se transan una serie de servicios tales como la capacidad instantánea de suministro (potencia), la energía, los servicios de transmisión y distribución, entre otros.

La potencia representa la garantía de suministro para el consumo en cualquier momento y se mide en Watts o Vatios (W), o sus múltiplos<sup>5</sup>; Mientras que la energía es el flujo de consumo durante un cierto período de tiempo y se mide normalmente en Watt hora (Wh) o sus múltiplos.

En el Gráfico 1 se presenta la demanda de energía y potencia durante un día. Así, la demanda por potencia de las 12 horas ( $D_{(p,t=12)}$ ), donde p es el precio es menor a la demanda de las 8 de la noche  $D_{(p,t=20)}$ . A esta última se conoce como la máxima demanda.

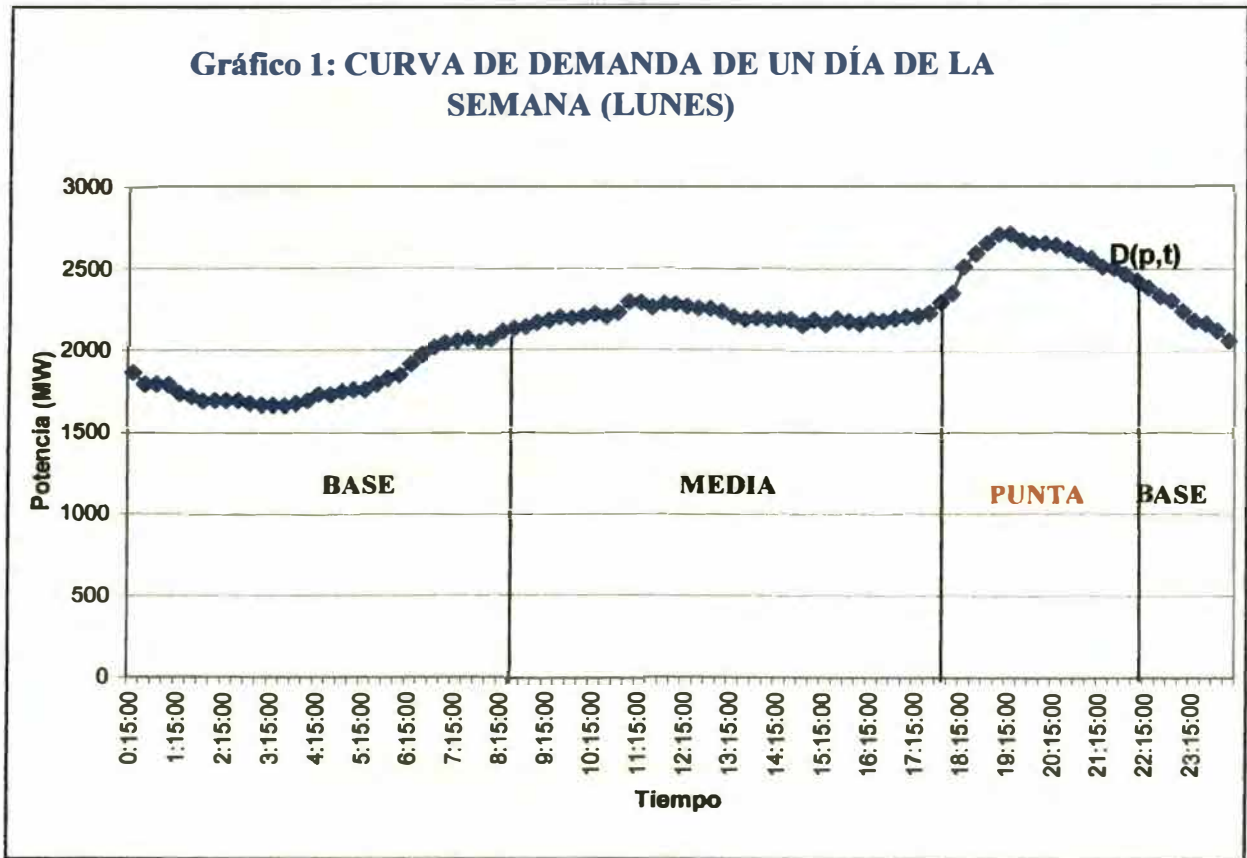
Por su parte, la demanda por energía del día es la integral de  $D_{(p,t)}$ ; es decir es igual a :

$$\int_{t=0}^{t=24} D(p,t) dt, \text{ la que para expresarse en MW. h se divide entre el número de horas.}$$

---

<sup>5</sup> Debe de tenerse en cuenta que: 1KW (Kilowatt)=1000W (Watts), 1MW (Megawatts)=1000KW, 1GW(Gigawatts)=1000MW

**Gráfico N° 1 Demanda de Energía y Potencia Durante un Día**



El consumo de energía muestra un patrón cambiante en el tiempo: concentración del consumo en determinadas horas (a lo largo del día) y cierta estacionalidad (diaria semanal y mensual). El momento en el año en que la potencia alcanza su mayor nivel se conoce como la máxima demanda de potencia y el sistema debe encontrarse en condiciones para satisfacer dicha demanda. Esta característica variable hace necesaria la existencia de una capacidad instalada que cubra cierto margen de reserva<sup>6</sup> para los casos de emergencia por lo que se genera una sub. utilización de la capacidad en los momentos de menor consumo<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Se define como la diferencia entre la potencia instalada en el sistema versus la máxima demanda.

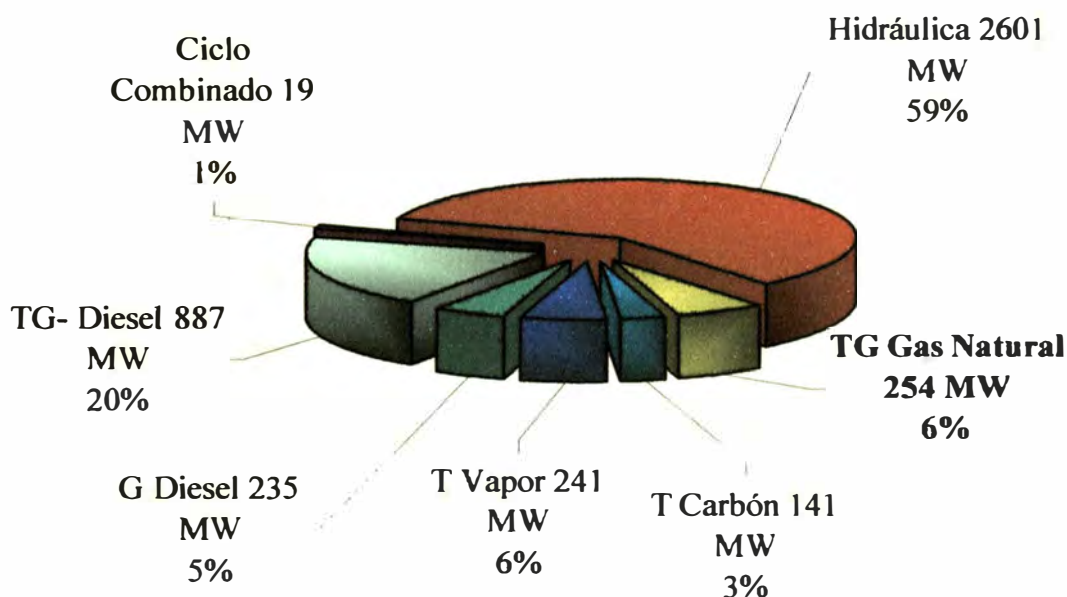
<sup>7</sup> Esta también puede deberse a las indivisibilidades existentes en las inversiones en capacidad.

La electricidad se puede producir con diferentes tecnologías e insumos, que se agrupan en hidráulicas o térmicas<sup>8</sup>. Así, las plantas hidroeléctricas utilizan agua de pasada o almacenada para generar electricidad<sup>9</sup>, mientras que las centrales térmicas se basan en máquinas de combustión interna, que al quemar el combustible, generalmente derivados del petróleo, ponen en funcionamiento los dispositivos necesarios, también tenemos las centrales de ciclo combinado, que utilizan el petróleo y el gas como combustible, este tipo de central puede ser una alternativa para abastecer una demanda creciente y fluctuante, frente a la utilización de centrales térmicas con altos costos de operación, ya que involucran la presencia de dos turbinas, una que opera por combustión y otra a vapor.

**Gráfico N° 2**

**OFERTA A MARZO - 2002**

**POTENCIA EFECTIVA TOTAL = 4380MW**

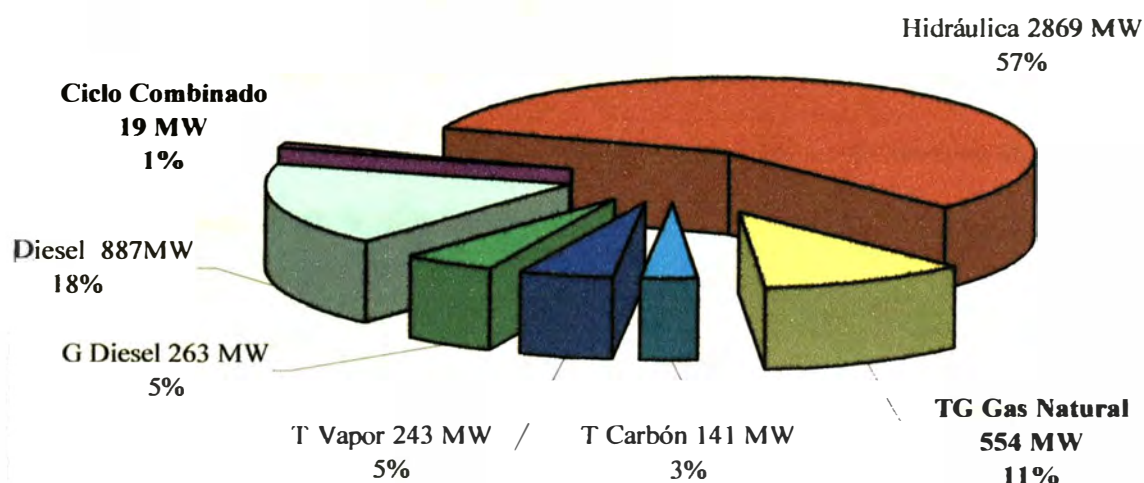


<sup>8</sup> Esta agrupación se deriva del tipo de energía utilizada para lograr el movimiento de los dispositivos pertinentes de la unidad de generación.

<sup>9</sup> Donde se suelen construir represas que retengan el agua proveniente de un caudal natural, ésta fluye a través de un tubo de presión y mueve los álabes de una turbina haciéndola girar la cual a su vez hace lo propio con el eje del generador con el que se encuentra conectado.

## OFERTA 2005

POTENCIA EFECTIVA TOTAL = 4977 MW



Sin embargo, para que la electricidad llegue al usuario final es necesario el uso de redes de transmisión y distribución; la primera de uso común para todos los usuarios y la segunda es específica para cada zona de suministro.

**La actividad de transmisión** se refiere principalmente al transporte de la electricidad en altos niveles de tensión<sup>10</sup>, desde los generadores hacia los centros de consumo. Para ello cuenta con un conjunto de redes de diferente tensión y sub. Estaciones de transformación<sup>11</sup>.

**La actividad de distribución** es la encargada de llevar la electricidad a menores niveles de tensión desde las sub. estaciones hasta el consumidor. Comprende un conjunto de líneas de

<sup>10</sup> Las características de las líneas de transmisión son: capacidad (medida en watts), referida a la potencia que puede transportar, y la tensión (medida en Voltios) referida a la velocidad de transporte.

<sup>11</sup> Las subestaciones tienen transformadores que convierten la electricidad de alta tensión a electricidad de menor tensión. La electricidad de alto voltaje puede viajar más eficientemente distancias largas por tener menores pérdidas por exposición al medio ambiente. Efecto Joule

transmisión a baja tensión y de sub. estaciones donde funcionan los transformadores que reducen la tensión a niveles apropiados para el uso industrial o doméstico.

Aunque generalmente se asocia la actividad de distribución con el abastecimiento directo a los usuarios, experiencias recientes han tratado de identificar mejor las actividades involucradas en la provisión de electricidad, ello con el fin de no establecer mayores restricciones en actividades donde se puede establecer competencia. Este es el caso de la comercialización, que puede separarse de la distribución y abarca principalmente la facturación y cobranza al usuario final.

### **2.3. Características económicas y tecnológicas de la actividad de generación**

Existe consenso de que las actividades de transmisión y distribución poseen características de monopolio natural<sup>12</sup>, mientras que en las actividades de generación y comercialización se puede implementar mecanismos de competencia sin mayores pérdidas de eficiencia.

Para el caso de generación, la introducción de competencia es posible en parte por la reducción de las barreras a la entrada en la actividad gracias al avance tecnológico que ha permitido contar con centrales térmicas con menores costos de inversión y menos específicas (pudiendo usar diferentes combustibles), y por otro lado la evidencia empírica existente sobre el agotamiento temprano de las economías de escala<sup>13</sup>.

Así, según Paúl Joskow (1983) plantas generadoras basadas en vapor agotan las economías de escala a un nivel de 400MW, mientras que en otros estudios realizados para Latinoamérica

---

<sup>12</sup> Debido al hecho de que sus funciones de costos asociados son subaditivas principalmente por la existencia de economías de escala y densidad.

<sup>3</sup> Joskow P. Y R Schmalensee (1983) Markets for Power. An Análisis of Electrical Utility deregulation. Cambridge Mass: MIT press



como Rainieri (1997) sugieren que el tamaño óptimo de capacidad es del orden de 340 MW para centrales a gas<sup>14</sup>.

Asimismo, Christensen y Green<sup>15</sup> (1976) manifiestan que las economías de escala del sistema, es decir considerando la capacidad de las generadoras interconectadas al sistema, se agotan alrededor de los 4 GW. Con consideraciones análogas, Atkinson y Halvorsen<sup>16</sup> (1984) sugieren que las economías de escala en países como los Estados Unidos parecen haberse agotado. Por su parte, para el Sol y Pérez (1995) las economías de escala del sistema tenderían a agotarse cerca de los 3 GW.

En este contexto, desde 1980, la organización de la industria eléctrica ha presentado una transformación en diferentes países del mundo, orientada hacia la división de actividades de (desintegración vertical), manteniendo bajo concesión exclusiva la transmisión y distribución y eliminando las barreras legales a la entrada en la generación (libre acceso). En el ámbito latinoamericano, una de las primeras experiencias en este sentido es el caso chileno que reformó su industria como ya ha sido mencionado.

#### **2.4. Precios y equilibrio financiero**

El modelo establece que el precio de energía del sistema corresponda al costo variable de la última unidad de generación que ingresó a despachar; mientras que el precio de potencia corresponde al costo de instalar una unidad de generación suplementaria para cubrir el

---

<sup>14</sup> Rainieri (1997) enfatiza que las economías de escala sólo se observan ex ante, porque una vez construida la planta no es posible cambiar su capacidad de generación a un costo razonable.

<sup>15</sup> Christensen, Laurits y William Green (1976) "Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation" *Journal of Political Economy*, Vol. 84, n° 4.

<sup>16</sup> Atkinson, Soco y Roberto Halvorsen (1984) "Parametric Efficiency Tests, Economies of Scale and Input Demand in US Electric Power Generation". *International Economic Review*.

crecimiento de la demanda de potencia, considerando un margen de reserva para el riesgo de falla (una explicación mas detallada se muestra en el Anexo 2).

La aplicación de estos criterios permite que los ingresos obtenidos cubran los costos de inversión y operación de cada generadora, siempre y cuando el parque generador sea el que permita abastecer la demanda al mínimo costo. Este resultado se puede resumir en la siguiente igualdad:

$$\textit{Ingresos por Potencia} + \textit{Ingresos por Energía} = \textit{Anualidad de Inversión} + \textit{Costos Operativos}$$

Si bien en el corto plazo el tamaño de la oferta puede diferir del óptimo, ya sea por las indivisibilidades y/o decisiones de inversión equivocadas; en el largo plazo, se estaría cumpliendo la condición de sistema económicamente adaptado. Si algunas empresas están perdiendo dinero, ello debería funcionar como una señal para las decisiones de inversión, llevando al sistema a la situación de económicamente adaptado.

## **2.5. Determinación de tarifas en barra**

El precio en barra es el precio máximo referencial utilizado en las compras de energía y potencia de las distribuidoras para atender a los clientes regulados. Este se calcula como el menor costo promedio de abastecimiento de la demanda proyectada considerando el parque esperado para los próximos 4 años. Las tarifas en barra<sup>17</sup> permanecen fijas por un período de seis meses, siendo actualizadas sólo cuando varían algunos de sus componentes por encima de cierto nivel (precios de los combustibles, tipo de cambio, programa de obras, la demanda estimada).

Sin embargo con el fin de mantener el abastecimiento al mínimo costo, se le encarga al COES (Comité de Operación Económica del Sistema), el abastecimiento al mínimo costo real de la

---

<sup>17</sup> Para mas detalles, se puede revisar el TÍTULO V (Sistema de Precios de la Electricidad) de la LCE

demanda (costo marginal instantáneo o precio spot). Este costo puede ser muy variable dependiendo, entre otros, del ciclo hidrológico y el precio de los combustibles<sup>18</sup>. Además, por problemas de restricciones de las instalaciones de transmisión o hechos imprevistos en la generación, la cantidad de electricidad despachada por la generadora puede estar por debajo de su demanda. Este hecho genera una serie de transacciones entre las generadoras valoradas a precios spot.

En el caso de la transmisión de electricidad, se calculan anualmente los peajes de transmisión que son pagados por los clientes finales y recaudados por los generadores. Estos peajes cubren los costos anuales de transmisión que equivale a una anualidad del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de las instalaciones, actualizada con una tasa de descuento de 12% y los costos de operación y mantenimiento eficientes.

Ello se hace debido a las características de monopolio natural de esta actividad y la necesidad de cubrir los costos medios. En la distribución de electricidad sucede algo similar, calculándose cada cuatro años el VNR y los costos de operación, los cuales son actualizados periódicamente en función de una serie de factores. Para ello se suelen usar consideraciones de competencia con una empresa modelo, que tiene en cuenta la evolución tecnológica

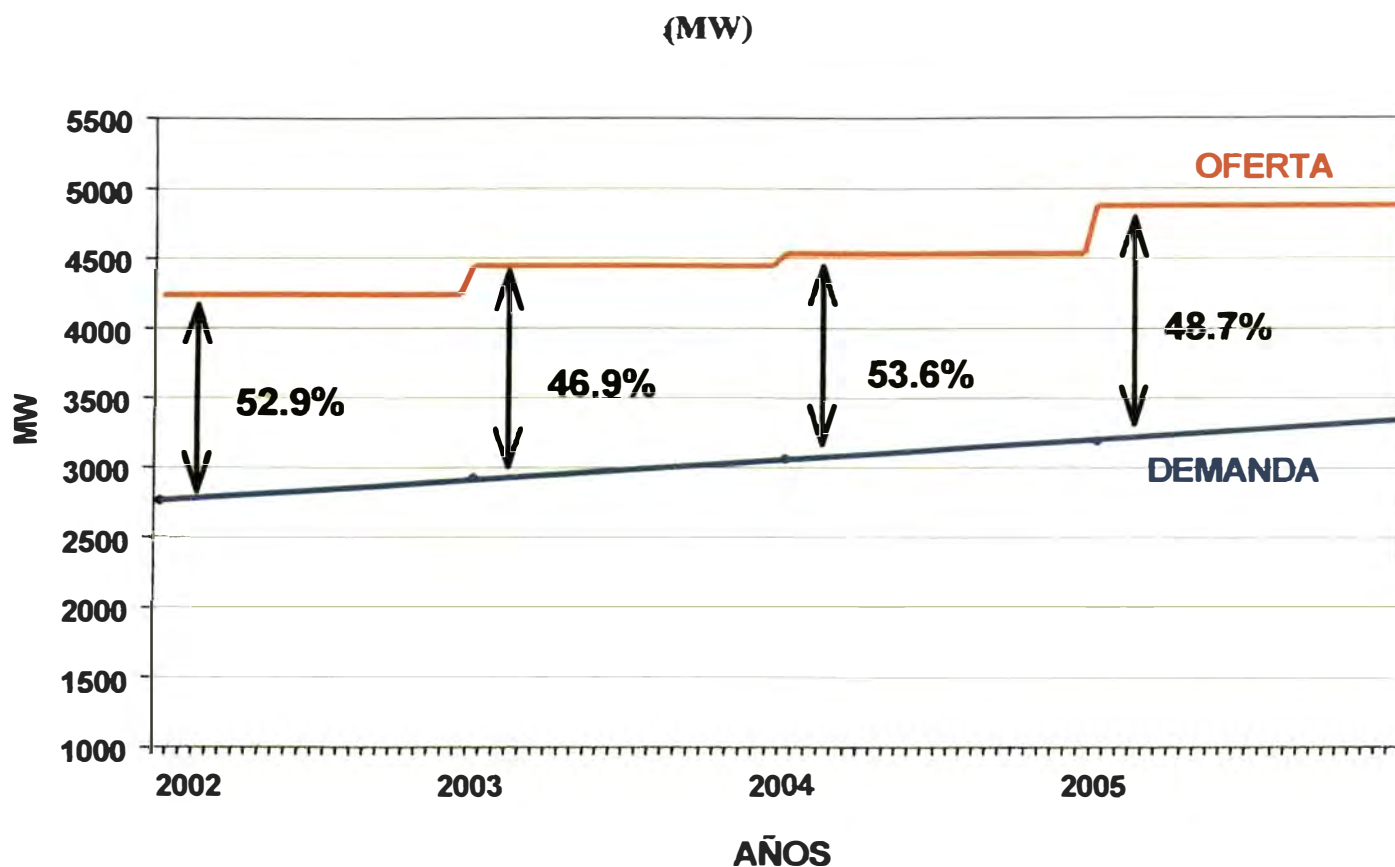
## **2.6. Características del mercado de generación**

- En el gráfico siguiente, se muestra la capacidad efectiva, la demanda y el porcentaje de reserva existente en el Sistema Interconectado Nacional del Perú, un factor importante es el pago por potencia que es independiente del despacho, que como se mostrará seguidamente habría dado origen a una oferta no coordinada con la demanda, como se ve existe una brecha entre demanda y oferta de 46.9% al 53.6%.

---

<sup>18</sup> De esta forma la tarifa en barra tendría como principal finalidad suavizar estas variaciones y permitir contratos de mediano plazo.

**Gráfico N 3: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD Y MÁXIMA DEMANDA SINAC**



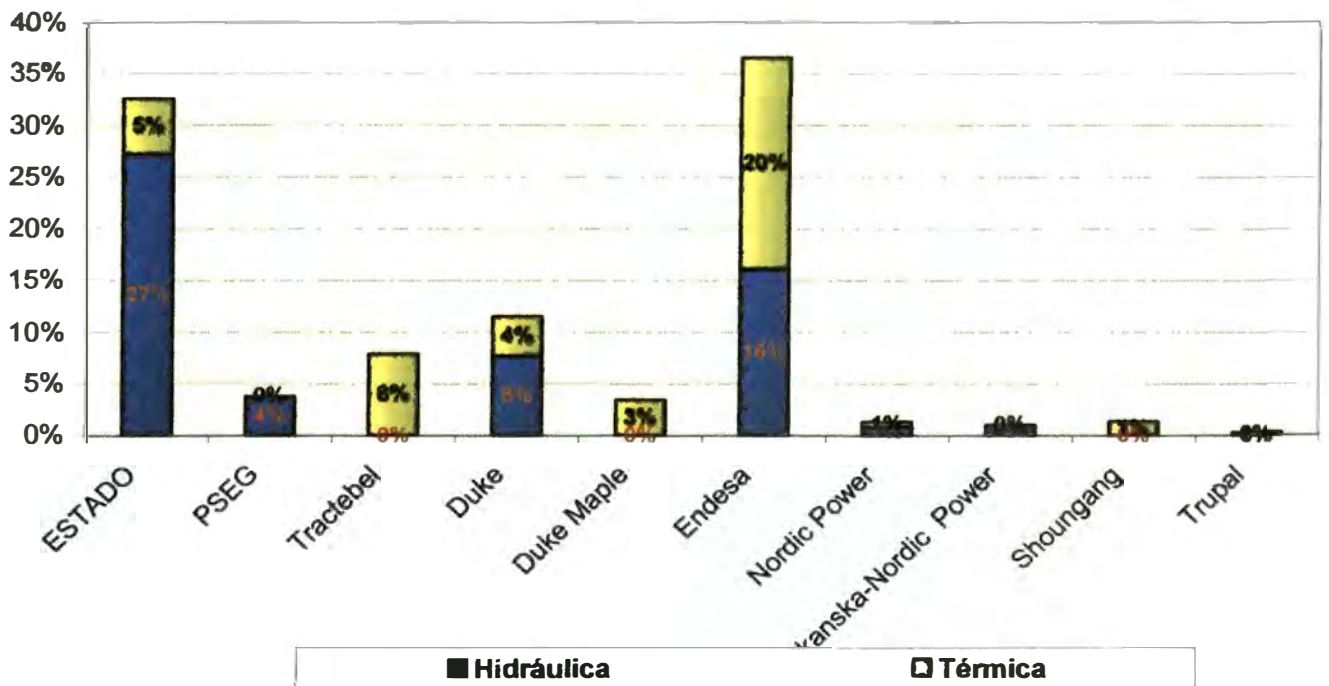
- La capacidad efectiva al año 2001, un 43% de la capacidad instalada es de origen térmico y un 57% hidráulico, existiendo 16 empresas en el sistema, las dos principales vienen a ser Edegel (Endesa S.A.) y Electro Perú (estatal), aunque esta última empresa la supera ampliamente en producción dado que su capacidad es casi totalmente hidráulica.

**Cuadro N 3: Capacidad efectiva (Mw.) por tipo de central del SEIN (2001)**

Control	Empresa	Hidráulica	Térmica	Total
Estado	Egesur	35	26	61
Estado	Egasa	170	155	325
Estado	Egema	91	12	103
Estado	Electro Perú	<b>842</b>	21	863
Estado	San Gabán	110	33	143
PSEG	Electro andes	174	0	174
Tractebel	Enersur	0	<b>365</b>	365
Duke	Egenor	352	177	529
Duke Maple	Aguaytía	0	157	157
Endesa	Edegel	738	262	1000
Endesa	Etevensa	0	549	549
Endesa	Eepsa	0	129	129
Nordic Power	C.N.P. Energía	38	25	63
Skanska-Nordic Power	Egecahua	48	0	48
Shoungang	Shougesa	0	64	64
Trupal	Trupal	0	14	14
	<b>Total</b>	<b>2598</b>	<b>1989</b>	<b>4587</b>

Fuente: Anuario Estadístico 2000 (●SINERG)

**Capacidad Efectiva de Producción por Empresa (%)**



- La producción de energía en el caso peruano muestra claramente una predominancia hidráulica, debido a la importante capacidad de generación existente con este tipo de fuente. Así, en el 2000 de los 17752.6 MWh producidos, un 87% fue producido por centrales hidráulicas (destacando Electroperú con el 38.8%) Entre las centrales térmicas destacan Enersur, que usa carbón y Aguaytía y Eepsa que usan gas natural.

**Cuadro N 4: Producción de Energía por Empresa y tipo de Generación (Diciembre 2000)**

<b>Empresa</b>	<b>Hidráulica (MW.h)</b>	<b>Térmica (MW.h)</b>	<b>Total (MW.h)</b>	<b>Participación</b>
<b>SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE (SICN)</b>				
Aguaytia	0.0	260.114	260.114	1.47%
Atocongo	0.0	6.291	6.291	0.04%
Cahua	276.273	0.0	276.273	1.56%
Cementos Norte Pacasmayo	192.811	13.594	206.406	1.16%
Edegel	3720.138	20.697	3740.358	21.10%
Eepsa	0.0	408.636	408.636	2.31%
Egenor	1577.365	14.315	1591.681	8.98%
Electro Andes	1153.370	0.0	1153.370	6.51%
Electro Centro	60.073	0.088	60.161	0.34%
Electro Nor Oeste	7.892	3.237	11.129	0.06%
Electro Perú	6857.961	10.369	6868.330	38.75%
Etevensa	0.0	2.865	2.865	0.02%
Pariac	24.686	0.0	24.686	0.14%
Chavimochic	11.400	0.031	11.431	0.06%
Shouguesa	0.0	1.141	1.141	0.01%
<b>TOTAL SICN</b>	<b>13945.024</b>	<b>753.69</b>	<b>14698.313</b>	<b>82.49%</b>
<b>SISTEMA INTERCONECTADO SUR (SINSUR)</b>				
Egasa	928.226	113.316	1041.543	5.88%
Egamsa	6.468	2.502	8.969	0.05%
Egesur	109.098	99.951	209.049	1.18%
Electro Sur Este	24.971	16.502	41.472	0.23%
Enersur	0.0	1248.172	1248.172	7.04%
San Gabán	554.382	0.378	554.760	3.13%
<b>TOTAL SISUR</b>	<b>1593.9</b>	<b>1459.3</b>	<b>3054.3</b>	<b>17.51%</b>
<b>TOTAL SINAC</b>	<b>15547.0</b>	<b>2212.9</b>	<b>17752.6</b>	<b>100%</b>

Fuente: Anuario Estadístico 2000 OSINERG

• De las empresas generadoras las ventas a las distribuidoras representan físicamente un 66% de las ventas totales, siendo el resto vendido a grandes clientes. Sin embargo, dentro del parque generador la situación de las empresas es muy variada apreciándose que algunas no tienen contratada toda la capacidad que pueden generar y por lo tanto venden al sistema al costo marginal instantáneo, mientras que en otras sucede lo inverso, en relación a las empresas que son deficitarias ejemplo el caso de Shougesa, esta ha tenido un exceso de demanda de 2.282 pero la empresa ha producido 1.141MW.h, por lo que Shougesa tiene que hacer frente, y para ello compra al COES el 1.141MW.h para honrar su contrato de su venta futura; por lo que el ratio de comparación sería igual a 1.141/1.141 este resultaría el 100%. Sin embargo, estas ventas en el mercado spot son muy volátiles y no contratar implica asumir una serie de riesgos tanto para las generadoras hidráulicas y térmicas.

**Cuadro N 5: Participación de las ventas de energía de las generadoras por mercado (2000)**

<b>Generadores Superavitarios</b>	<b>Edegel</b>	<b>Electroperú</b>	<b>Egasa</b>	<b>Egesur</b>	<b>San Gabán</b>
Emp. Distribuidoras	61.1%	81.3%	75.5%	53.9%	19.1%
Clientes libres	10.1%	13.1%	4.6%	0.0%	45.6%
Ventas al Sistema (COES)	28.8%	5.6%	19.9%	46.1%	35.3%
<b>Oferta Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>

<b>Generadores Deficitarios</b>	<b>Aguaytia</b>	<b>Cahua</b>	<b>Eepsa</b>	<b>Etevensa</b>	<b>Shougesa</b>	<b>Egenor</b>	<b>Egamsa</b>	<b>Enersur</b>
Emp. Distribuidoras	99.7%	45.0%	90.7%	100.0%	0.3%	81.2%	99.8%	0.0%
Clientes libres	0.3%	55.0%	9.3%	0.0%	99.7%	18.8%	0.2%	100.0%
<b>Oferta Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>
<b>Compras al Sistema (COES)</b>	85.0%	28.2%	53.6%	99.9%	100.0%	48.7%	100.0%	22.6%

Fuente: Osinerg

Es de esperarse que en el futuro próximo las ventas en el mercado libre se incrementen, ya que los precios que se logran en este mercado (un promedio de US\$52 por MWh) es superior al que lograrían en el mercado regulado (algo mayor a US\$ 30 por MWh).

▪ **Relación de precios en barra y costos marginales instantáneos**

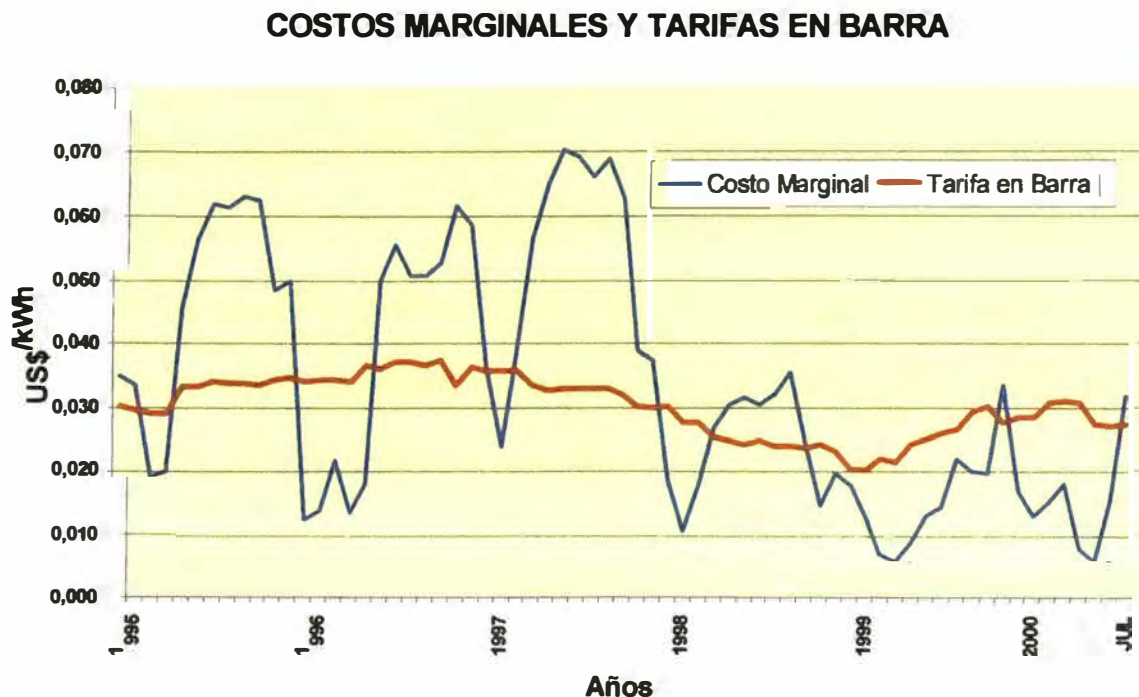
En el largo plazo, el promedio de los costos marginales instantáneos y las tarifas en barra deberían tender a ser iguales considerando que las fluctuaciones en el corto plazo tienden hacia una situación de mediano plazo como la reflejada en las tarifas en barra.

Aunque en los últimos años se aprecia los costos marginales del sistema se han ubicado por encima de las tarifas en barra debido principalmente a tres años húmedos consecutivos (ver Gráfico N° 4). A pesar de ello, en promedio entre Mayo de 1995 y Mayo del 2001 todavía las tarifas en barra han estado un 10% por debajo de los costos marginales instantáneos. Esta situación ha generado en ciertos períodos algunas señales no deseables a los generadores, como los bajos incentivos a contratar con las distribuidoras, a lo que no están obligados, aunque éstas si poseen la obligación de mantener contratos por un mínimo de dos años.

Esta situación tiene varias explicaciones posibles, tales como elección del horizonte de cálculo de la tarifa en barra, elección del plan de obras, sucesos inesperados o causas de fuerza mayor, entre otras. Sin embargo, otra posible explicación se refiere al nivel de competencia en el mercado spot y los mecanismos que podrían existir dentro del COES para influir en los precios. Sin embargo, esta posibilidad debe ponerse en el contexto de los mercados a los cuales abastecen las generadoras y los incentivos que estas tendrían para determinados comportamientos.



**Gráfico N°4: Evolución de los Costos marginales (precios spot) y tarifa en barra(precio regulado)**



### 2.6.1. Organización de la actividad de generación

En el Perú se reconoce el libre acceso a la actividad de generación, estableciéndose sólo algunos requisitos para el otorgamiento de concesiones por parte del MEM cuando la potencia a instalarse supere los 10 MW. Estas concesiones pueden tener un carácter temporal (2 años) para la realización de estudios y permanente otorgada por un plazo indefinido.<sup>19</sup>

Las empresas generadoras pueden vender energía vía contratos con las distribuidoras a precios en barra, con clientes libres a precios negociados, que son generalmente empresas mineras y a costo marginal instantáneo si las necesidades del despacho a mínimo costo del

<sup>19</sup> En ambos casos existen garantías de cumplimiento de los compromisos que ascienden al 1% del presupuesto del estudio hasta un máximo de 25 UIT en el primer caso o del proyecto de inversión hasta un máximo de 50 UIT en el segundo caso (Título III, artículo 23 de la LCE)

sistema lo requiere. Estas características hacen que el arreglo institucional existente corresponda al modelo Poolco<sup>20</sup>.

- **La operación del sistema**

La organización de la operación del sistema eléctrico está a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Este se encarga de abastecer al sistema de energía y potencia al mínimo costo, para lo cual ordena a las centrales en orden creciente en función a sus costos variables, ingresando a operar las más eficientes en el sistema para abastecer la demanda, considerando las restricciones técnicas existentes. Los costos de las centrales son auditados por el COES, en el sentido de que éstos deben ser identificados.

El despacho del sistema se hace con independencia de los contratos que tengan los generadores con sus clientes (distribuidoras y no regulados), lo que origina la existencia de transferencias netas de potencia y energía al final del año cuando las cantidades despachadas sean menores o mayores a los compromisos contraídos. Bajo este contexto, pareciera que la intención de los costos auditados es igualar los costos sociales con los privados. Es decir, reducir los incentivos que enfrentan las empresas ineficientes de declarar costos bajos y así ingresar a despachar energía. Esto originaría un desplazamiento de las centrales más eficientes con consecuencias sobre la eficiencia productiva..

## **2.7. Economía del mercado spot:**

Existen “N” unidades de generación ( $i = 1, 2, 3, \dots, N$ ), donde  $i = N$  es la unidad de punta, mientras que  $i = 1$  es la unidad de base.

Cada unidad tiene costos diferentes, con  $C_i > C_{i+1}$  y una potencia asociada  $P_i$  y  $P_{i+1}$  respectivamente.

---

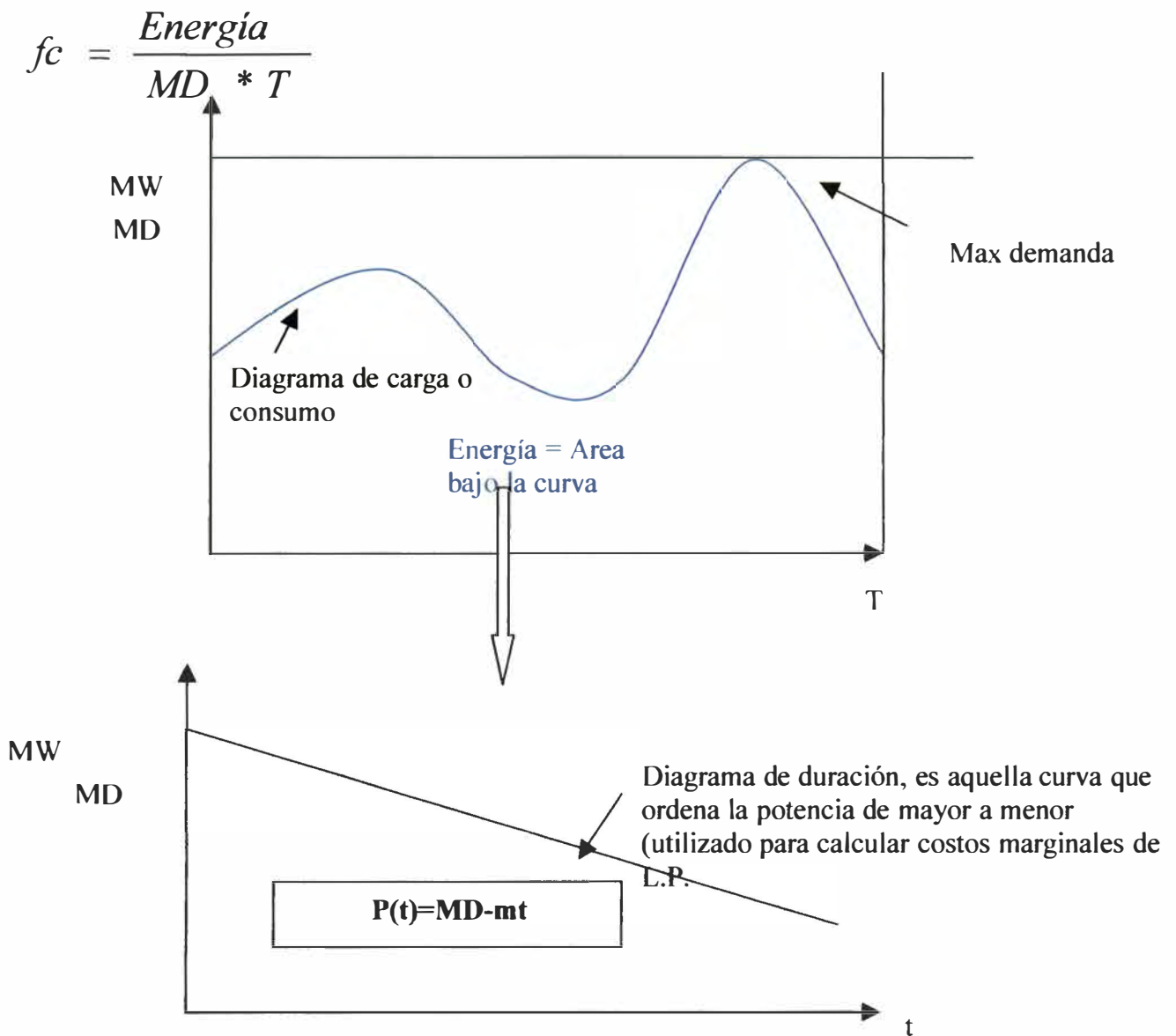
<sup>20</sup> Estructura y funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Peruano INDECOPI

La regla con la que el COES organiza el despacho y determina el costo marginal es la siguiente:

Si:

$$\sum_{i=1}^k P_i < P_d \text{ y } \sum_{i=1}^{k+1} P_i \geq P_d, \text{ entonces } C_{k+1} = CMg_{\text{sistema}} = \text{Precio "spot"} (P_s)$$

Se asume una demanda de energía que depende del tiempo y es inelástica. Esta demanda puede representarse a través de la curva de duración que depende linealmente del tiempo. El área debajo de la curva corresponde a la demanda de energía.



$P(t)=MD-mt$ ; donde

MD: Máxima demanda,

T: número de horas al año

## **2.8. Fijación de las tarifas en barra**

En la actividad de generación, se reconocen dos precios, el precio en barra para las negociaciones con las distribuidoras para el mercado regulado y la medición del costo marginal instantáneo para el mercado “spot”.

Así, el modelo para fijar el precio de energía y potencia parte por identificar una barra específica del sistema que corresponde al nudo que se localiza en el centro de mayor consumo, esta barra toma el nombre de “Barra Base”. Posteriormente, se determina el precio de energía que equivale al costo marginal instantáneo, llamándose así porque éste se calcula cada 15 minutos. A estos precios se le llama precio básico de potencia (PBP) y energía (PBE), localizada en la barra base.

La tarifa en barra se calcula para un período de 4 años. Se tiene la proyección de la demanda (estimada en base al PBI esperado, los precios de electricidad y el crecimiento poblacional), esta se satisface considerando la oferta esperada (plan de obras) ordenando el abastecimiento de acuerdo a los menores costos variables.

Estos costos variables (combustibles y no combustibles) son los que existen en el momento en que se realiza la proyección y han sido declarados por las generadoras. La particularidad que se tiene es que estos costos son auditados en el sentido de que se debe justificar su valor, por ejemplo el costo de combustible Diesel considerado es el resultado de sumar el costo ex planta y el flete de transporte a la central de generación.

Se toma los valores actuales porque las tarifas en barra son actualizadas cuando se observa un cambio significativo en el costo de los insumos (costos variables), como es el caso el incremento del precio del petróleo, carbón, tipo de cambio, etc. El costo de racionamiento representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas.

Para determinar el valor del costo marginal (CMg) en cada período se simula escenarios hidrológicos, utilizando un modelo de optimización<sup>21</sup>, generándose un escenario medio a partir del cual se simula el despacho óptimo para abastecer la demanda de energía del mismo período. Esto origina un costo marginal esperado dependiendo de la probabilidad de ocurrencia de cada evento y del costo variable de la última unidad de generación que ingresa a despachar energía en ese período con su correspondiente probabilidad.

Para obtener las tarifas en barra, la ley (Art. 47 de la LCE) establece que los costos (la multiplicación de los costos marginales y la cantidad demandada) actualizados deben igualar a los ingresos (la multiplicación de las tarifas en barra y la cantidad demandada) también actualizados.

El objetivo que se desprende de la ley con respecto a las tarifas en barra es suavizar la gran volatilidad de los costos marginales –ya que dependen fuertemente de la hidrología, los precios de los combustibles y otros factores no previsibles- y a la vez le permita recuperar todos los costos incurridos.

Primeramente se obtiene el valor presente (usando una tasa de 12% real anual establecida en la LCE, Art. 79) del mínimo costo de abastecimiento de cada período (multiplicación de los costos marginales con las demandas proyectadas) Este valor se divide entre el valor presente

---

<sup>21</sup> El modelo usado actualmente es un modelo determinístico denominado Perseo basado en programación lineal que permite calcular el precio en cada barra del sistema, considerando las restricciones de transmisión y optimizando el uso de las principales cuencas del sistema.



**El costo de potencia** es el costo de instalación para hacer frente a la máxima demanda del período de análisis (4 años) y actualmente corresponde a la anualidad de la inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de una turbina a gas de 113 MW ubicada en Lima (US 67,28 por kW - año)..

Estos precios de potencia y energía son calculados implícitamente para una barra base, a partir de la cual el actual modelo (PERSEO<sup>22</sup>) considerando la oferta y la demanda, así como las restricciones de capacidad obtiene las pérdidas marginales de transmisión.

Estas son incorporadas a las otras barras del sistema.

---

<sup>22</sup> El modelo PERSEO, será detallado en el Anex● 3

### CAPÍTULO III

## INDICE DE CONCENTRACIÓN DE LA ESTRUCTURA ECONÓMICA DEL SECTOR GENERACIÓN

### 3.1. El Índice HHI

El índice HHI (Herfindahl-Hirschman Index) es el más común para evaluar concentración y poder de mercado en sistemas eléctricos de potencia (grandes cantidades de energía y potencia), este índice es igual a la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado. En este capítulo se analiza la concentración del mercado de la electricidad en nuestro país a través de este índice.

$$HHI = \sum_{i=1}^N x_i^2$$

Donde:

$X_i$  es el porcentaje de participación de la empresa en el mercado.

$N$ , es el número de empresas participantes en el mercado

La participación de ventas en el mercado estará expresado en porcentaje, y debemos tener presente que las dimensiones del mercado peruano pueden hacer que de por sí operen pocas empresas en el mercado y por lo tanto, se vea distorsionado este índice.

Bajo este esquema, un índice de 10000 supone una única empresa que tiene el 100% del mercado relevante (monopolio). De acuerdo con la metodología propuesta se consideran tres escenarios que dan lugar a distintos requerimientos de nuestro análisis.

A continuación mostramos el cuadro N°6 las tolerancias frecuentemente utilizadas en este tipo de análisis y posteriormente serán comparados con los resultados durante los años 1997 al 2000 en las unidades de generación de electricidad en el mercado peruano.



**Cuadro N° 6: Índices de concentración HHI**

<b>Índice Post Concentración</b>	<b>Incremento del HHI</b>	<b>Comentario</b>
HHI < 1000	-----	Se considera un mercado desconcentrado. Operaciones que resultan en mercado no concentrados probablemente no tendrán efectos sobre la competencia, por lo que no requerirán mayores análisis.
1000 < HHI < 1800	Variación <100	Se considera un mercado moderadamente concentrado. Operaciones que resulten en incrementos inferiores a 100 puntos probablemente no tendrán efectos negativos sobre la competencia por lo que no requerirán mayor análisis
	Variación >100	Se considera un mercado moderadamente concentrado. Operaciones que resulten en incrementos superiores a 100 puntos posiblemente tengan efectos sobre la competencia.
HHI > 1800	Variación <50	Se considera un mercado altamente concentrado. Operaciones que resulten en incrementos inferiores a 50 puntos, incluso en el caso de mercados altamente concentrados, probablemente no tendrán efectos adversos en la competencia, por lo que no requerirá de mayor análisis.
	50<Variación<100	Se considera un mercado altamente concentrado. Operaciones que resulten en incrementos mayores a 50 puntos y menores a 100 puntos en mercados altamente concentrados, posiblemente tengan efectos sobre la competencia.
	Variación >100	Se considera un mercado altamente concentrado. Operaciones que resulten en incrementos mayores a 100 puntos en mercados altamente concentrados posiblemente creen o fortalezcan una posición dominante y/o faciliten su abuso.

Fuente: Horizontal Mergers Guidelines. Federal Trade Commission-Departament of Justice April

### 3.2. Medición de la concentración en el sector Generación

En el cuadro N° 7 se muestra las capacidades<sup>23</sup> y producción de energía correspondiente a las centrales generadoras del sistema Interconectado Nacional al 31 de Diciembre de 2000, el

<sup>23</sup> Entenderemos como capacidad a la cuota de participación que tiene para cubrir la demanda, de las cuales la capacidad efectiva asciende a 4467,89 MW, de las cuales 2494,19MW (55.82%) corresponde a centrales hidroeléctricas y 1973,70 MW (44.18%) corresponden a centrales termoeléctricas. La capacidad efectiva de las unidades turbogas es 1381,11 MW (69.98%), de las unidades turbovapor es 378,46 MW (19.18%) y de las unidades DIESEL es 214.13 MW (10.85%).

análisis que se realiza es por unidad económica y no grupos económicos (Estado Peruano: Electro Perú, Seal, Electro Puno, Electro Sur Este, Egasa, San Gabán, Egemsa)

**Cuadro N° 7 Capacidades Efectivas y Producción de Centrales (Año 2000)**

<b>EMPRESA</b>	<b>CAPACIDAD EFECTIVA Potencia (MW)</b>	<b>ENERGIA(MWh)</b>
Aguaytia	157	260 114
Cahua	48	300 959
Cementos Norte Pacasmayo	63	206 406
<b>Edegel</b>	<b>999</b>	<b>3 740 835</b>
Eepsa	144	408 636
Egenor	530	1 591 681
Electro Andes	174	1 153 370
<b>Electroperú</b>	<b>841</b>	<b>6 868 330</b>
Etevensa	549	2 865
Shougesa	64	1 141
Egemsa	13	8 969
Enersur	358	1 248 172
San Gabán	143	554 760
Egasa	324	1 041 543
Egesur	61	209 049
<b>TOTAL</b>	<b>4 468</b>	<b>17 596 829</b>

Fuente Estadística de Operaciones COES SICN 2000

Como se observa en el cuadro N° 7 las empresas con mayor ventas de energía son las centrales Electroperú, Edegel, Egenor, durante el período 2000 y como se vera mas adelante el porcentaje de ventas de energía por parte del estado se ha mantenido desde el inicio del proceso de desverticalización del sector hasta la actualidad (1990 – 2000).

El menor porcentaje de participación es por la empresa SHOUGESA, ETEVENSA, EGEMSA, los factores que explican dicho comportamiento son diversos, ubicamos desde desempeño, ámbito geográfico de demanda que cubren, estiaje porque las dos primeras son centrales hidroeléctricas, etc.

**Cuadro N° 8 : HHI de la capacidad efectiva y la producción de energía**

GRUPOS ECONOMICOS	CAPACIDAD EFECTIVA	ENERGIA(MWh)	CONCENTRACION EN CAPACIDAD EFECTIVA (POTENCIA)		CONCENTRACION EN PRODUCCION DE ENERGIA	
			PORCENTAJE DE PARTICIPACION	S <sup>2</sup>	PORCENTAJE DE PARTICIPACION	S <sup>2</sup>
ESTADO PERUANO	1 383	8 682 651	31%	958	49%	2435
TRACTEBEL	358	1 248 172	8%	64	7%	50
ENDESA	1 692	4 152 336	38%	1435	24%	557
SHOUGANG	64	1 141	1%	2	0%	0
DUKE	530	1 591 681	12%	141	9%	82
PSEG	174	1 153 370	4%	15	7%	43
NRG ENERGY	110	507 364	2%	6	3%	8
MAPLE, DUKE Y OTROS	157	260 114	4%	12	1%	2
<b>TOTAL</b>	<b>4 468</b>	<b>17 596 829</b>	<b>100%</b>		<b>100%</b>	
<b>HHI</b>			<b>2634</b>		<b>3177</b>	
<b>HHI</b>			<b>HHI &gt; 1800</b>		<b>HHI &gt; 1800</b>	

Fuente Anuario COES-SICN 2000

Como se observa en el cuadro N° 8. si nos basamos en los límites tradicionales mostrados en la tabla N° 6 el mercado de generación es un mercado altamente concentrado fundamentalmente por la presencia mayoritaria del Estado (31% y 49% en potencia y producción de energía respectivamente). También notamos que el HHI medido a través de la producción de la energía es mayor que el HHI medido con la potencia esto significa que existen empresa que producen más y empresa que prácticamente se encuentran como reserva.

Como se ve son las empresas del estado las que tienen márgenes de participación alto en el mercado, por lo que resulta paradójico de que una alta concentración haga que estas empresas coludan y fijen tarifas altas, resultaría imposible pensar porque estas persiguen el bienestar común de la sociedad y no la maximización de beneficios de una empresa privada, por lo que la participación activa de esta puede causar algunos elementos que distorsionan la competencia en el mercado de generación eléctrica.

### 3.3. Medición de la concentración en el Sector Generación

El cuadro N° 9 muestra nuevamente que es el Estado el que también tiene altos porcentajes de participación en el mercado de generación, medidos desde la óptica de flujos de efectivo que ingresan a dichas empresas por sus respectivas operaciones en el mercado durante su período de operación 1997-2000.

**Cuadro N° 9: Cálculo de HHI considerando los ingresos de las empresas de generación (1997-2001)**

<b>GRUPO ECONOMICO 1997</b>	<b>Miles US\$</b>	<b>PORCENTAJE DE PARTICIPACION</b>	<b>X<sup>2</sup></b>
ESTADO PERUANO	1,538,321	35%	1256
TRACTEBEL	147,070	3%	11
ENDESA	1,494,433	34%	1185
SHOUGANG	0	0%	0
DUKE	227,129	5%	27
PSEG	825,786	19%	362
NRG ENERGY	33,489	1%	1
MAPLE, DUKE Y OTROS	0	0%	0
HICA	74,249	2%	3
<b>TOTAL</b>	<b>4,340,477</b>	<b>100%</b>	
<b>HHI (1997)</b>			<b>2846</b>
<b>HHI</b>			<b>HHI &gt; 1800</b>

Fuente Anuario OSINERG 1997.

<b>GRUPO ECONOMICO 1998</b>	<b>Miles US\$</b>	<b>PORCENTAJE DE PARTICIPACION</b>	<b>X<sup>2</sup></b>
ESTADO PERUANO	1,490,017	34%	1163
TRACTEBEL	217,140	5%	25
ENDESA	1,397,103	32%	1022
SHOUGANG	51,615	1%	1
DUKE	165,274	4%	14
PSEG	952,245	22%	475
NRG ENERGY	24,968	1%	0
MAPLE, DUKE Y OTROS	0	0%	0
HICA	71,428	2%	3
<b>TOTAL</b>	<b>4,369,790</b>	<b>100%</b>	
<b>HHI (1998)</b>			<b>2703</b>
<b>HHI</b>			<b>HHI &gt; 1800</b>

Fuente Anuario OSINERG 1998.

<b>GRUPO ECONOMICO 1999</b>	<b>Miles US\$</b>	<b>PORCENTAJE DE PARTICIPACION</b>	<b>X^2</b>
ESTADO PERUANO	2,062,334	38%	1417
TRACTEBEL	308,907	6%	32
ENDESA	1,526,769	28%	776
SHOUGANG	51,011	1%	1
DUKE	186,152	3%	12
PSEG	1,118,947	20%	417
NRG ENERGY	54,658	1%	1
MAPLE, DUKE Y OTROS	77,275	1%	2
HICA	93,382	2%	3
TOTAL	5,479,435	100%	
<b>HHI (1999)</b>			<b>2660</b>
<b>HHI</b>			<b>HHI &gt; 1800</b>

Fuente Anuario OSINERG 1999.

<b>GRUPO ECONOMICO 2000</b>	<b>Miles US\$</b>	<b>PORCENTAJE DE PARTICIPACION</b>	<b>X^2</b>
ESTADO PERUANO	2,184,052	36%	1302
TRACTEBEL	365,860	6%	37
ENDESA	1,698,078	28%	787
SHOUGANG	67,917	1%	1
DUKE	220,840	4%	13
PSEG	1,245,200	21%	423
NRG ENERGY	78,468	1%	2
MAPLE, DUKE Y OTROS	92,009	2%	2
HICA	100,759	2%	3
TOTAL	6,053,183	100%	
<b>HHI (2000)</b>			<b>2570</b>
<b>HHI</b>			<b>HHI &gt; 1800</b>

Fuente Anuario OSINERG 2000.

<b>GRUPO ECONOMICO (2001)</b>	<b>Miles US\$</b>	<b>PORCENTAJE DE PARTICIPACION</b>	<b>X^2</b>
ESTADO PERUANO	2,064,977	35%	1246
TRACTEBEL	319,205	5%	30
ENDESA	1,716,742	29%	861
SHOUGANG	77,846	1%	2
DUKE	266,879	5%	21
PSEG	1,213,824	21%	430
NRG ENERGY	89,628	2%	2
MAPLE, DUKE Y OTROS	0	0%	0
HICA	101,219	2%	3
TOTAL	5,850,319	100%	
<b>HHI (2001)</b>			<b>2595</b>
<b>HHI</b>			<b>HHI &gt; 1800</b>

Fuente Anuario OSINERG 2001.

**Grupos Económicos Considerados:** Tractebel: Enersur; Endesa: Edelnor, Edechancay, Edegel, Eepsa; Estado Peruano: Electroperú, Seal, Electro Puno, Electro Sur-Este, Egasa, Egemsa, San Gabán; PSEG: Edecañete y Luz del Sur; Shougang: Shougesa; Jorbsa: Electrocentro, Electronoreste, Electronorte, Hidrandina; Duke: Egenor; NRG Energy: Cahua; HICA: Electro Sur Medio; Maple, Duke y Otros: Aguaytía; Cementos Lima: Atocongo

**Premisas :**

Cómo se observó en el cuadro N° 6 los límites aceptables de HHI (HHI =1800) indican que el sector electricidad en nuestro país es altamente concentrado. Una conclusión importante de este capítulo es que en el sector electricidad del Perú el Estado mantiene un control importante del sector a través de sus empresas, por lo que podemos mencionar que alrededor del 40% del total del mercado son empresas que se encuentran en poder del estado.

<b>AÑO</b>	<b>HHI</b>	<b>Variación del HHI</b>
1997	<b>2846</b>	
1998	<b>2703</b>	-143
1999	<b>2660</b>	-43
2000	<b>2570</b>	-90
2001	<b>2595</b>	25

## **CAPÍTULO IV**

### **EL GAS DE CAMISEA EN EL MERCADO COMPETITIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

#### **4.1 Antecedentes del problema sobre la determinación del precio del gas.**

La ley actual en el Perú especifica que el “precio en barra” regulado (“busbar price”) de la energía eléctrica para las diversas localidades debe basarse en un precio básico de la energía que se calcula como el promedio esperado del costo marginal de corto plazo (CMPC) de la electricidad en el sistema interconectado durante los próximos cuatro años. Este precio se calcula utilizando un modelo del sistema energético y realizando una estimación del costo variable de operación de cada máquina de generación que se espera estará en operación durante el período de cuatro años. Un dato crucial a ingresar en este proceso es el precio de combustible utilizado en cada una de las centrales térmicas. Hay que diferenciar dos aspectos fundamentales, existe un precio de gas natural para propósitos tarifarios y otro precio para el mercado spot, esta diferencia se debe a lo incipiente que es el mercado de gas en el Perú y a que nuestra legislación no ha previsto adecuadamente este problema (información de precios de combustibles) A lo largo de los últimos años se han planteado tres modalidades para establecer el precio de gas para propósitos tarifarios, así también para fines del mercado spot se han establecido distintos criterios para auditar costos.

**Cuadro N° 10: Criterios para determinar precios de gas para propósitos de estudios tarifarios**

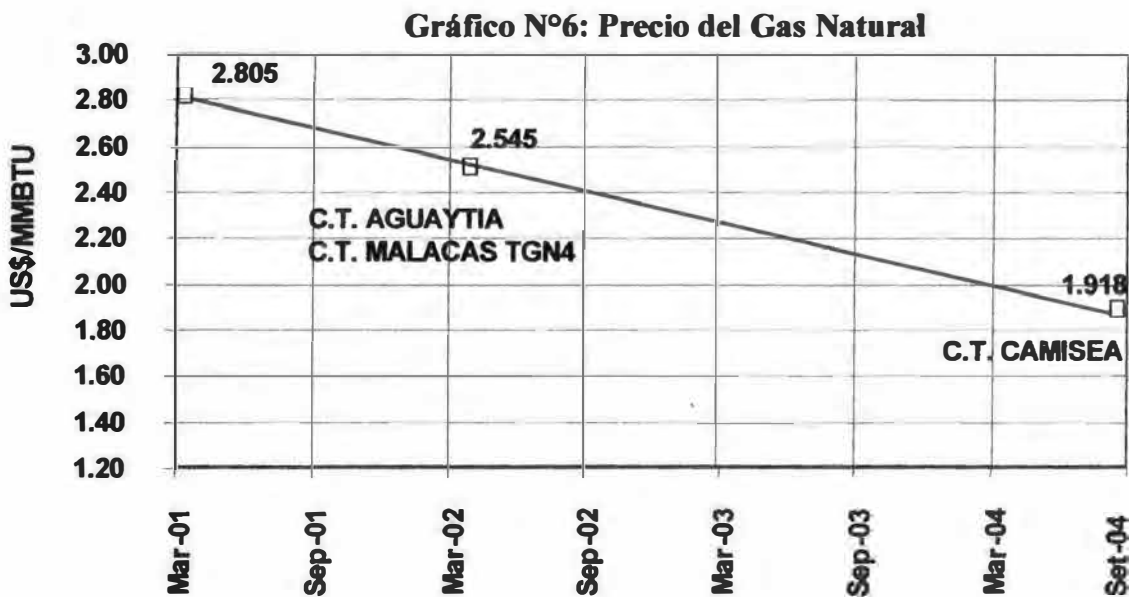
<b>CRITERIO 1</b>	<b>CRITERIO 2</b>	<b>CRITERIO 3</b>
Un porcentaje (14%, 10%) del precio de referencia del petróleo en el mundo (PROF <sup>24</sup> .) Golfo de México	Asumir que los precios gas disminuyen en el tiempo hasta alcanzar el precio de gas de Camisea pactado entre Pluspetrol y el Estado Peruano	Utilizar el costo promedio de lo informado para el mercado spot

**Cuadro N° 11: Criterios para determinar precios de gas en el mercado spot**

<b>CRITERIO 1</b>	<b>CRITERIO 2</b>	<b>CRITERIO 3</b>
Un porcentaje (14%, 10%) del precio de referencia del petróleo en el mundo (PROF.) Golfo de México	Costo cero	Precio de contratos de gas entre proveedor y suministrador

#### 4.2. Enfoque actual de la OSINERG-GART

Dado que no existe un precio de mercado del gas observable en el Perú, y que el mercado para los combustibles en el Perú es supuestamente libre y desregulado, el OSINERG ha establecido la siguiente metodología en la más reciente regulación.



<sup>24</sup> PROF. Price Residual Fuel Oil precio del barril de petróleo en el golfo de México.



Fijar un precio de gas en el mes de marzo de 2001 y a partir de allí reducir el precio progresivamente hasta alcanzar el precio que figura en el contrato de Camisea, esta reducción se efectuará siguiendo la línea recta trazada por ambos precios, tal como se muestra en el gráfico anterior.

### **4.3. Mercado del gas natural**

El gas natural compete como un insumo en el Mercado Eléctrico.

El gas natural sustituye el carbón y a los hidrocarburos como fuente de calor.

El principal consumidor define el precio y condiciones de suministro del gas natural.

#### **4.3.1. La demanda del gas en el Perú.**

Actualmente se consume poco gas en el Perú y, en consecuencia, no hay un mercado bien desarrollado o una estimación de la demanda de gas. En el corto plazo, se usará gas en el sector industrial y en la generación de electricidad como un sustituto de otros combustibles fósiles en las plantas ya existentes. A largo plazo, es posible que la demanda residencial y comercial se desarrolle. Sin embargo, el potencial real de la demanda de gas en el mediano plazo está en el sector eléctrico y, principalmente, en centrales nuevas o convertidas.

### **4.4. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN CON Y SIN EL PROYECTO CAMISEA**

Para determinar el valor del costo marginal (CMg) en cada período se simulan escenarios hidrológicos, utilizando el modelo Perseo.

El costo marginal promedio mensual es muy variable, en relación al costo marginal actualizado en la barra Santa Rosa.

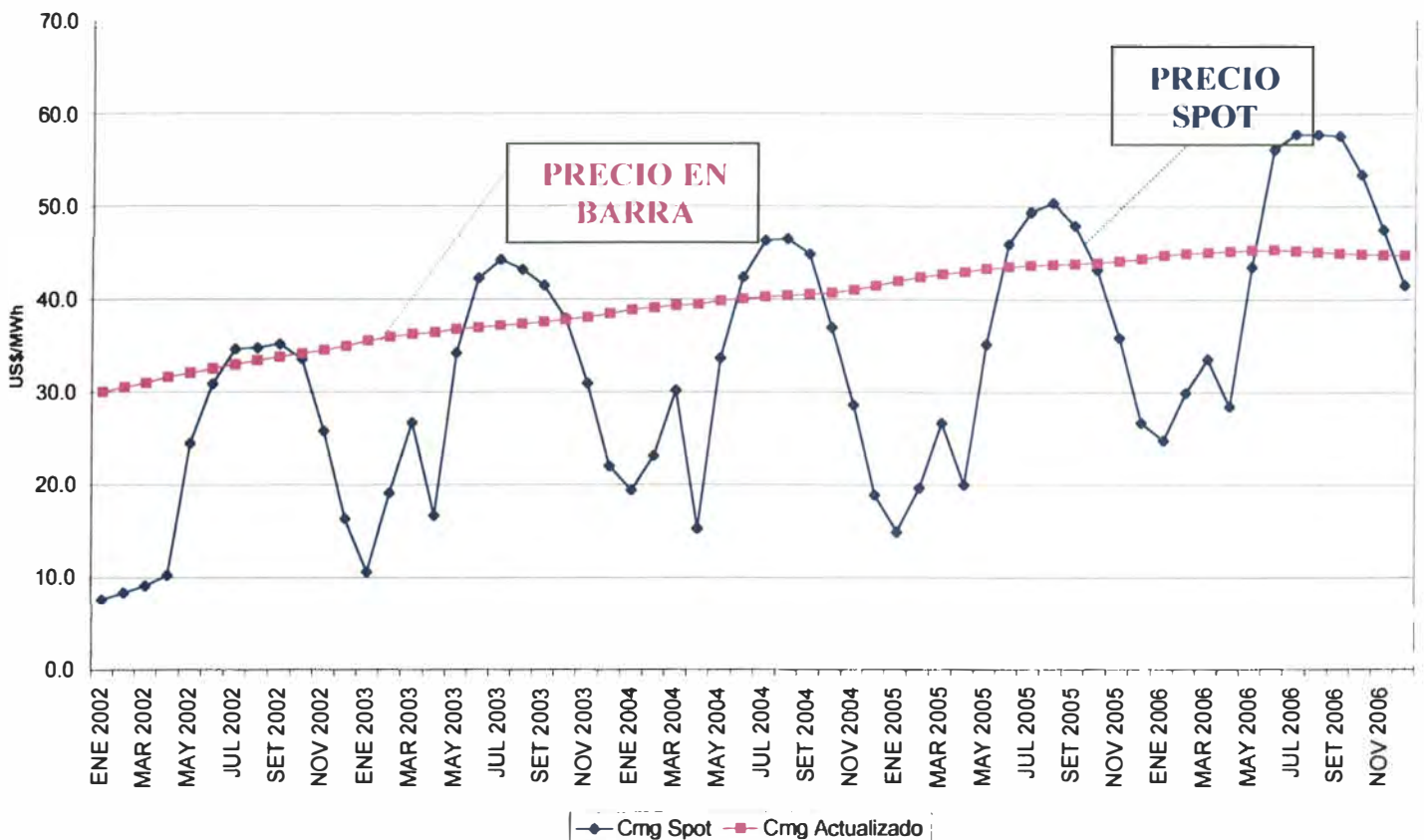
En los gráficos siguientes, se presentarán la evolución del costo marginal de energía y la tarifa en barra expresadas en US\$/mW.h, con referencia a la barra Santa Rosa para los períodos Enero 2002 a Diciembre 2006.

#### 4.4.1 Sin Camisea ( O el Ingreso de Camisea para el año 2007)

Si Camisea no ingresa al sistema a operar como lo pactado para el 2004, entonces el proceso de reajuste del cálculo de la tarifa será mayor pues se estimaría que tendremos tarifas mas altas una aproximación para ello lo hacemos si Camisea ingresa el año 2007 por lo tanto tendremos como máximo un costo de 60 US\$/MWh, si consideramos la variación del costo marginal actualizado los costos estarían entre los rangos 30 a 50 US\$/MWh. como muestra el gráfico N°7

**Gráfico N° 7**

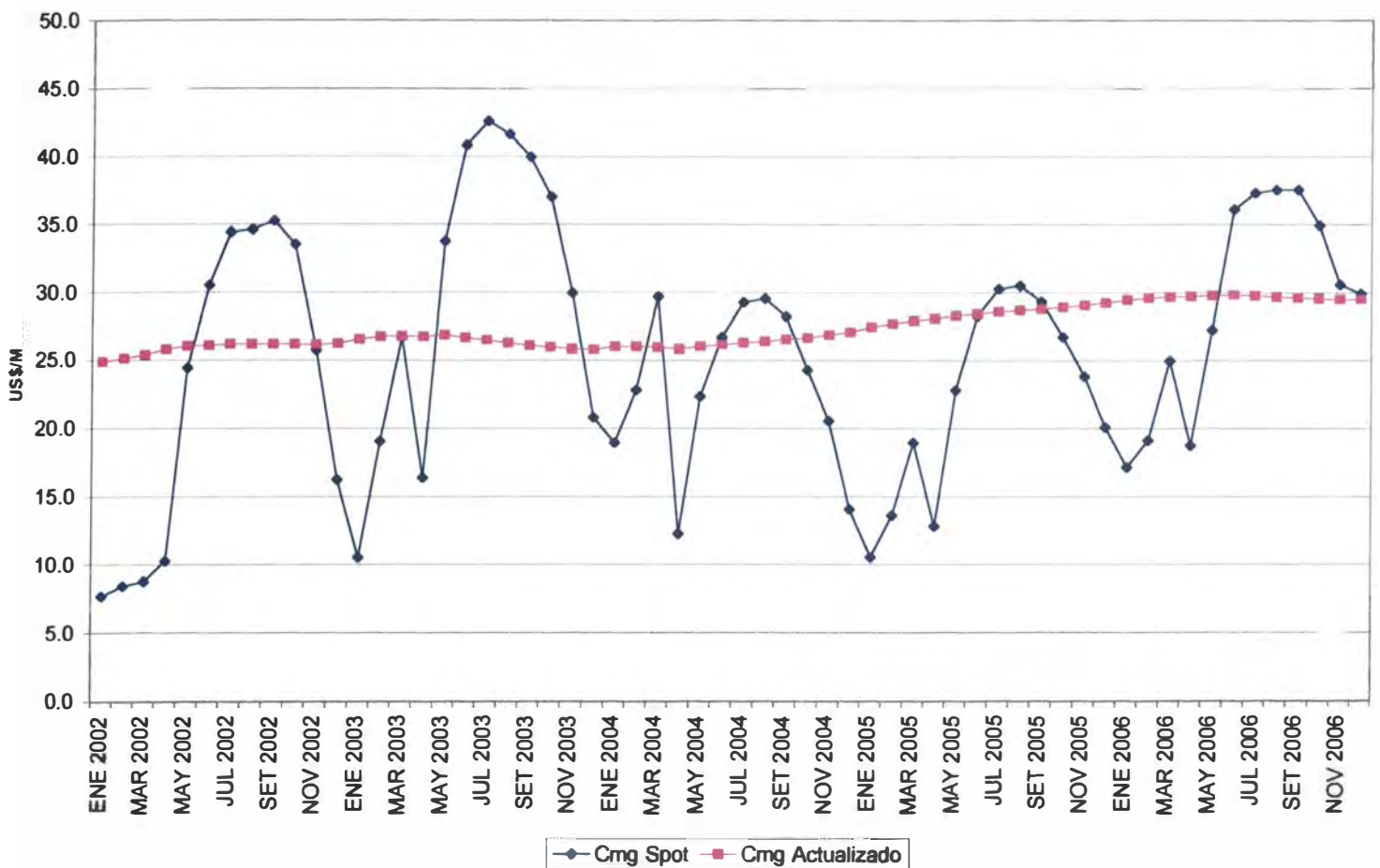
**VARIACION DEL COSTO MARGINAL SPOT Y EL COSTO MARGINAL ACTUALIZADO SIN CAMISEA**



#### 4.4.2 Ingreso a Operación de Camisea en Abril de 2004

Como se muestra en el gráfico N°8 el ingreso de Camisea en Abril del 2004 generará una reducción en el costo marginal y por lo tanto menores costos menores tarifas si creemos que el costo marginal es igual al precio para una empresa competitiva que opera con eficiencia y minimizando costos, en relación al Costo Marginal actualizado sigue una tendencia mas suavizada y su intervalo de variación está entre el orden del 25 a 30 US\$/MWH durante el período Enero 2002 a Diciembre de 2006. Y con relación al costo marginal spot está entre los intervalos 6 US\$/MWH y 44 US\$/MWH.

**Gráfico N° 8**  
**VARIACION DEL COSTO MARGINAL SPOT Y EL COSTO MARGINAL ACTUALIZADO**  
**INGRESO CAMISEA - ABRIL 2004**

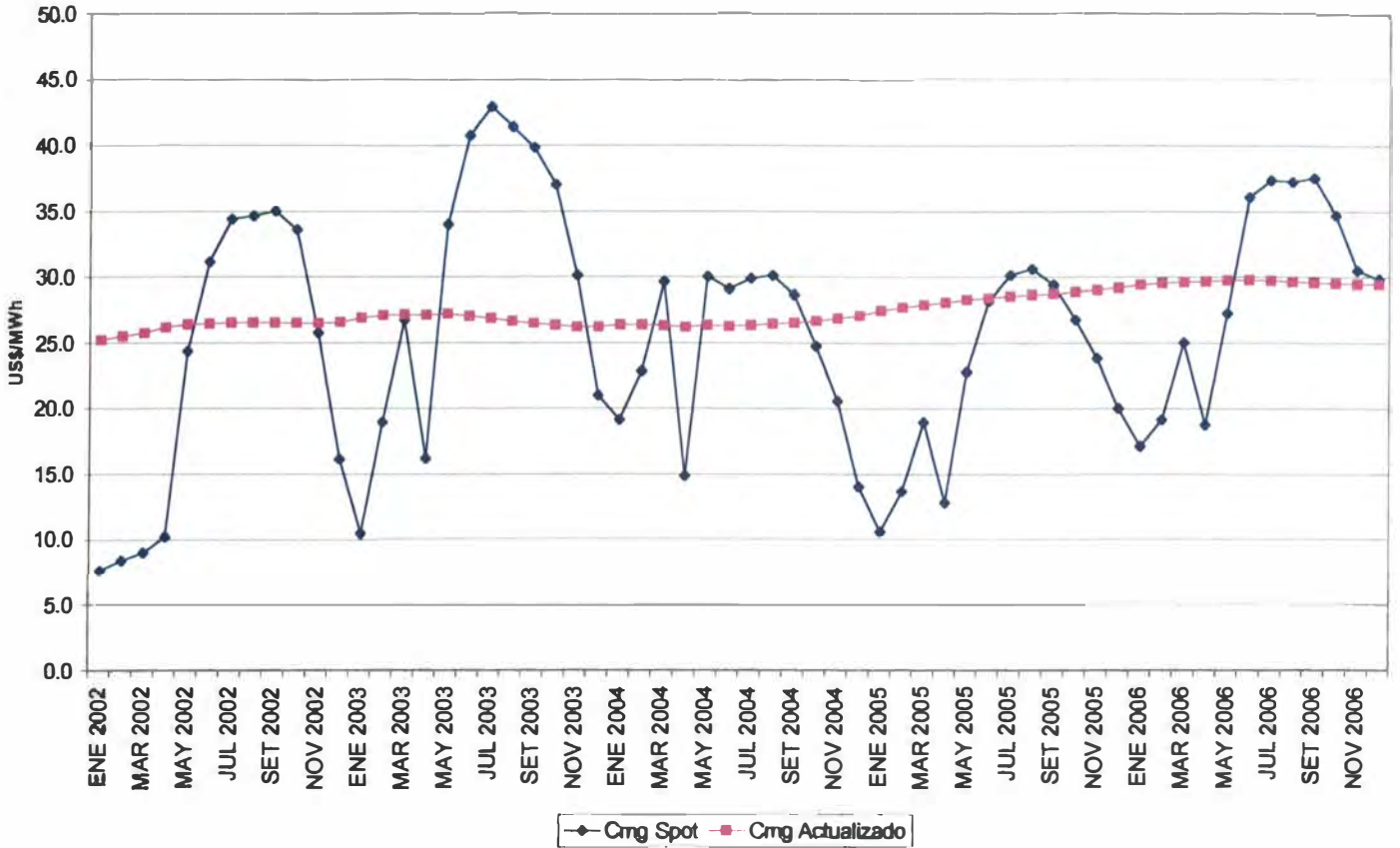


### 4.4.3 Ingreso a operación de Camisea en Junio de 2004

Como se observa en el gráfico N° 9, cuanto mas es la demora de Camisea al parque generador de electricidad, la variación del costo marginal será mayor pues el nuevo intervalo de operación es del orden de 45 US\$/MWH y el mínimo de 10 US\$/MWH, (hora punta, fuera punta)

Gráfico N° 9

**VARIACION DEL COSTO MARGINAL SPOT Y EL COSTO MARGINAL ACTUALIZADO  
INGRESO CAMISEA - JUNIO 2004**

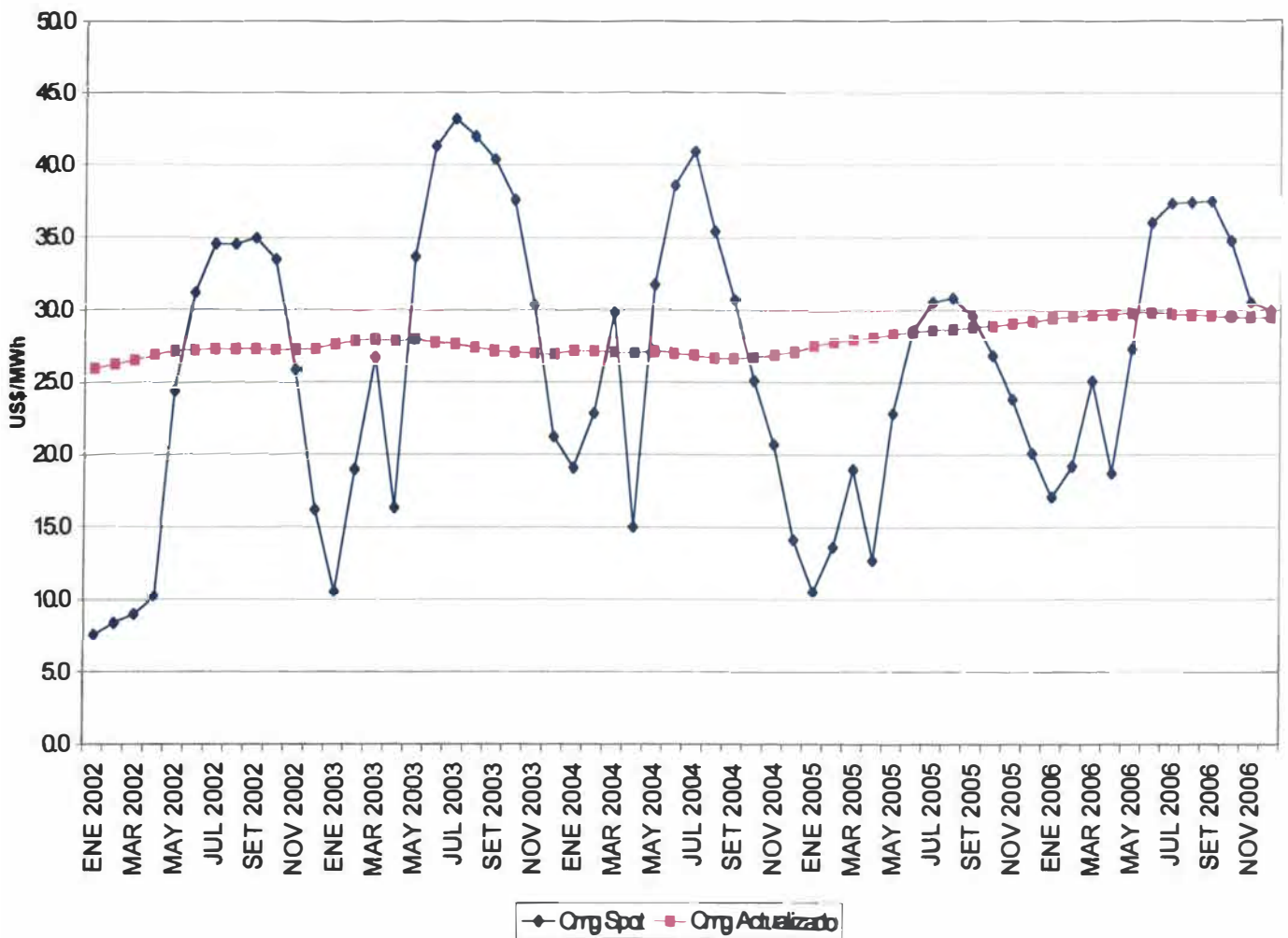


**4.4.4 Ingreso a operación de Camisea en Agosto de 2004**

Si Camisea no ingresa hasta Junio, si no lo hace en Agosto la brecha de variabilidad en hora punta y fuera punta, que es recogido por los costos marginales será mayor, (5.6 US\$/MWH – mayor a 40 US\$/MWH)

**Cuadro N° 10**

**VARIACION DEL COSTO MARGINAL SPOT Y EL COSTO MARGINAL ACTUALIZADO  
INGRESO CAMISEA-AGOSTO DE 2004**



#### 4.5. Cálculo de las tarifas con gas y sin gas en el período 2001 al 2005

Como se ve en el cuadro N° 10, se puede demostrar la sensibilidad que existe ante pequeñas variaciones de tiempo (meses), pues como hemos visto las variaciones en los costos serían mayores si el ingreso de Camisea se posterga, a lo largo de la curva de costo marginal muestro como podría ser la variación en los costos durante los períodos punta (existe mayor demanda de energía ) y fuera punta (existencia de menos demanda). Si Camisea ingresa Abril del 2004 tendríamos un ahorro de 114 millones, y a medida que pasen los meses disminuye dicha cifra es decir los bolsillos de los peruanos desahorrarían o tal vez se destinaría estos excedentes a otras actividades, pero no se estaría destinando al pago de las tarifas elevadas teniendo la posibilidad de disminuir nuestros pagos. Si Camisea ingresase en Agosto el ahorro en el pago de las tarifas sería menor a que si ingresase en el mes de Abril y este ahorro es de 94 millones de dólares, con Camisea ingresando al mercado de generación de electricidad en Agosto

**Cuadro N° 10**  
**SENSIBILIDAD DE LA TARIFA RESPECTO A LA FECHA DE INGRESO A**  
**OPERACIÓN DEL PROYECTO CAMISEA**

<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>FECHA DE INGRESO DE CAMISEA</b>	<b>BLOQUE PUNTA (US\$/MWh)</b>	<b>FUERA PUNTA (US\$/MWh)</b>	<b>TOTAL (US\$/MWh)</b>	<b>Valorización de la energía del SINAC a costo marginal (Millones de US\$)</b>	<b>Ahorro agregado de los usuarios (Millones US\$)</b>
2002	MAY	09/04/2004	34.8	23.9	26.1	496	114
		09/06/2004	35.4	24.2	26.4	502	108
		09/08/2004	36.2	24.9	27.1	516	94
		2007	44.0	29.1	32.1	610	

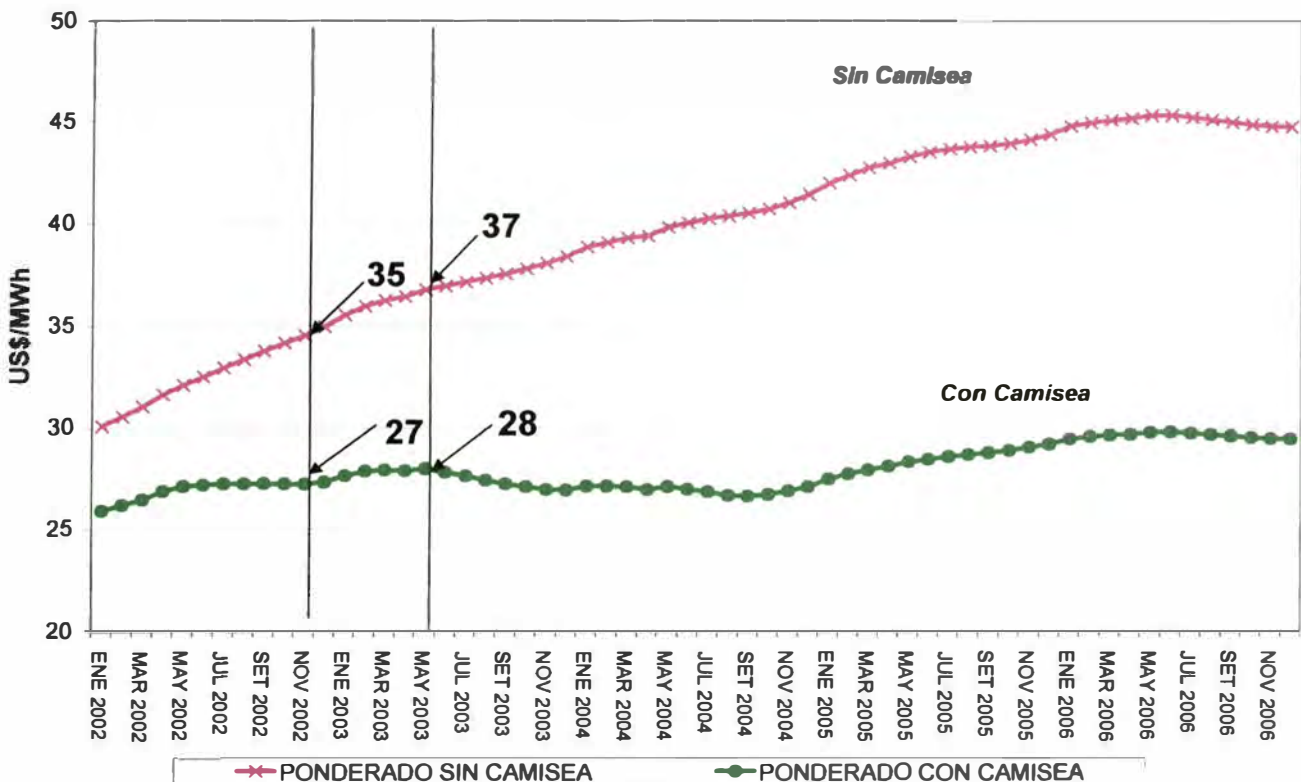
**4.6. Resultados del costo marginal actualizado considerando el ingreso de gas de Camisea el 9 de agosto de 2004 y sin Camisea**

Si CAMISEA ingresa al parque generador de electricidad el 70% de la población peruana se verá beneficiado con la disminución en las tarifas eléctricas de 35 US\$/MWh a 27 US\$/MWh como muestra el cuadro N°11.

El cuadro N°11 muestra los costos marginales actualizados en la Barra Santa Rosa, un costo marginal mas estable debido a que se ha suavizado la serie ponderando las horas punta y fuera de punta y además la barra Santa Rosa es aquel nodo donde se concentra la mayor cantidad de carga en un nodo y se encuentra ubicado en la ciudad de Lima. Se observa además para los períodos de Enero del 2002 a Noviembre del 2006 el Costo Marginal con Camisea es menor al costo marginal sin Camiesa.

**Cuadro N°11**

COSTOS MARGINALES ACTUALIZADOS EN LA BARRA SANTA ROSA  
IMPACTO PROYECTO CAMISEA



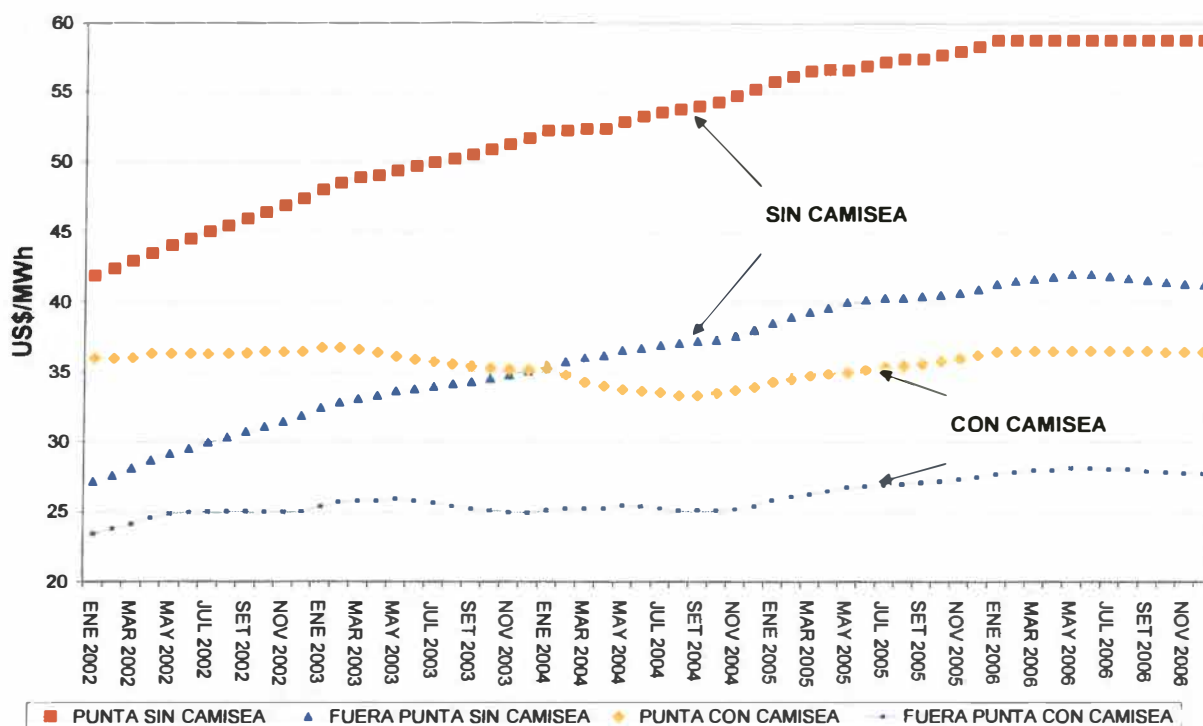
#### 4.7. Resultados por demanda de punta y fuera de punta considerando el ingreso del gas de Camisea el 9 de Agosto de 2004 y sin Camisea

El cuadro N°12, muestra el costo marginal en hora punta, es el momento en donde se concentra la mayor cantidad de demanda por parte del sector industrial, doméstico, etc.

Por la ley de oferta y demanda, a mayor demanda se requieren de mayores insumos para cubrir ese incremento de demanda por lo que se incurrirá en mayores costos que se ven reflejados en los costos marginales de producir una unidad adicional de electricidad, y por ende mayores tarifas. El gráfico N°12, muestra que los costos marginales en hora punta son mayores que los costos marginales fuera de hora punta con su respectiva comparación con el ingreso de Camisea y sin el gas de Camisea

**Cuadro N°12**

COSTOS MARGINALES ACTUALIZADOS PARA DEMANDAS EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA EN LA BARRA SANTA ROSA  
IMPACTO PROYECTO CAMISEA





**4.8. Variación de la tarifa de generación en todos los puntos del país**

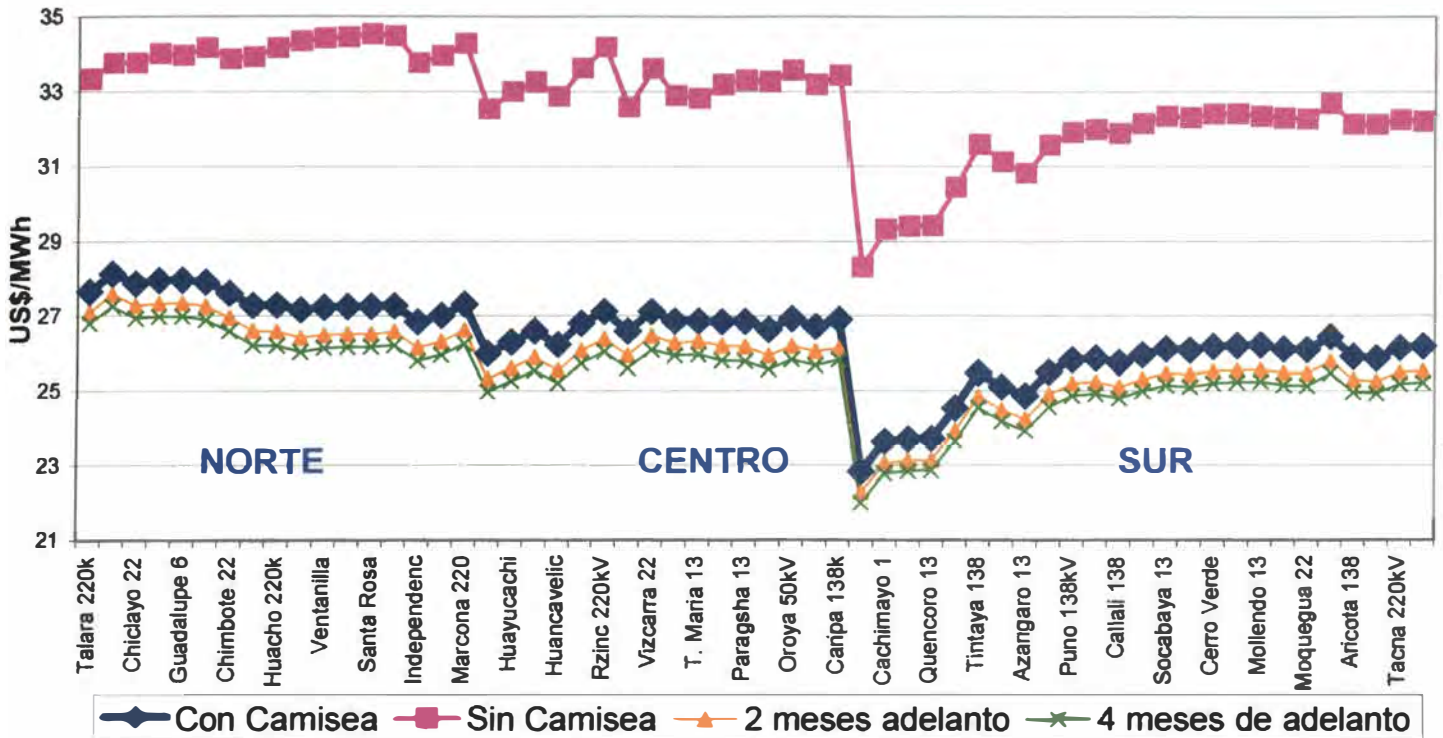
El cuadro N°13 nos muestra, los costos marginales con el ingreso de Camisea en Abril y en Junio del 2004, pero a nivel nacional.

Se observa además que los costos marginales en la zona centro del país son menores por existir en dichas zonas centrales que utilizan como insumo de producción el agua, y por lo tanto tienen menores costos de producción.

También se recalca que los costos marginales con Camisea son menores en relación al costo marginal sin Camisea y son de 27 US\$/MWh y 33 US\$/MWh respectivamente.

Cuadro N°13

**IMPACTO DEL GAS DE CAMISEA EN LA TARIFA A NIVEL NACIONAL  
NOVIEMBRE 2002**



## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se da a conocer las conclusiones que alcanza el estudio y las recomendaciones respectivas

1. Se realizó una descripción del funcionamiento del mercado de electricidad en nuestro país, encontrándose que el proceso de reforma seguido es exitoso, debido a que la tarifa en los últimos años ha disminuido producto de la competencia.
2. Según lo investigado en todos los países donde se ha dado el proceso de desintegración vertical del sector eléctrico, consideran que el proceso no ha culminado y que el autoaprendizaje continúa en la búsqueda de la eficiencia y la calidad del servicio.
3. Se ha demostrado que se ha incrementado la confiabilidad del sistema (mercado de generación), al incrementarse la inversión en empresas de generación.
4. El gas proveniente de Camisea tendrá un impacto importante en la generación eléctrica, así como en los sectores residencial, industrial transportes y comercial. La experiencia internacional demuestra que la penetración del gas se da primero en los sectores de energía eléctrica, y posteriormente en la industria, comercio, residencial y transporte, en función de los costos de adaptación de la tecnología disponible para dichas actividades y los hábitos de consumo de la población.
5. Se ha demostrado que a medida que se retrase el ingreso del gas de Camisea, el usuario final perderá dinero, tal como se mostró en el cuadro N° 10, por ejemplo el ahorro que se obtiene si el gas de Camisea ingresa dos meses a la fecha prevista en el contrato, sería de 100 millones de dólares por año. Si es que no existiera el proyecto Camisea la tarifa al usuario final crecería en 23%.

6. El ingreso de Camisea incentivará más la competencia en el sector electricidad, debido a que el uso del gas de Camisea como insumo de producción reduce costos variables de producción.
7. EL efecto del gas de Camisea en el mercado spot reduce los costos marginales.
8. Se ha demostrado que el mercado de generación de electricidad es concentrado horizontalmente, siendo las empresas del ESTADO y el grupo económico ENDESA, quienes tienen mayor participación en el mercado, por tal motivo es recomendable la desintegración horizontal de las empresas de propiedad estatal a fin de obtener un número de actores que compitan entre sí.
9. El ingreso de Camisea al parque generador de electricidad traerá como consecuencia que se de un cambio en la estructura de mercado de generación eléctrica tal como hemos demostrado a lo largo del proyecto, es decir las nuevas empresas de generación utilicen maquinarias, centrales de electricidad que usen como insumo el gas.
10. El 70 % de la población se vera afectado con menores tarifas, existirá mayor competencia entre generadores de electricidad, provocando mayor eficiencia en el proceso productivo.
11. Se demostró que los consumidores mas beneficiados serían los clientes libres ubicados en la ciudad de Lima, siendo la reducción del 24% en la tarifa de electricidad.
12. Para el “ciudadano común de a pie”, el comercio, la pequeña y mediana empresa a lo largo de la parte Norte, Centro y Sur de nuestro país la rebaja en las tarifas de electricidad van a ser del orden del 18%, 20%, 21% respectivamente, teniendo como año base el año 2007, fecha posible de Camisea al mercado.
13. El cálculo de las tarifas estimadas en este proyecto dependerá de la existencia de condiciones efectivas de competencia en el mercado, inexistencia de poder de mercado en

algunos agentes, con la respectiva desintegración vertical del mercado de electricidad peruano.

14. Considero que el éxito que tenga este proyecto dependerá en gran medida del diseño institucional que se elija para el cumplimiento de las normas, fechas y plazos establecidos.

15. Estas conclusiones son válidas en la medida que la realidad admita que cualquier unidad de generación a gas opere en la etapa II de la zona de económica de producción es decir, opere con Costos Medios menores a los Costos Marginales.

## ANEXOS

### **Anexo 1: Precios nodales (costos marginales de corto plazo)**

La teoría de los precios spot o los costos marginales de corto plazo establecen que en una barra  $k$  cualquiera el precio spot de la potencia activa está dado por:

$$P_k = \lambda + \lambda \frac{dL}{dk} - \sum \mu \frac{dZ}{dk}$$

Donde  $dk$  es la demanda en la barra o nodo  $k$ ,  $\lambda$  es el multiplicador de Lagrange asociado a la ecuación de balance de potencia,  $\mu$  es el vector de multiplicadores de Lagrange asociadas a las restricciones de la red como límites térmicos de transferencia de las líneas, límites de niveles de tensión, límites de estabilidad, etc.

El segundo componente se encuentra asociado con las pérdidas del sistema. En nuestro sistema sólo se consideran los dos primeros componentes ya que a través de un procedimiento aproximado se reparte espacialmente el precio básico de potencia y energía con factores de pérdidas marginales, estos factores reflejan la variación de las pérdidas respecto a la variación de la inyección en la barra de referencia, es de valor unitario en la barra de referencia donde se fija el precio básico de energía. (en nuestro sistema es la barra Santa Rosa 220 kV).

Una definición más exacta del precio spot es:

$$P_k = \lambda + \lambda \frac{dL}{dk} - \sum \mu \frac{dZ}{dk} + CMF$$

Donde CMF es un costo marginal de falla del sistema que depende de la probabilidad de falla de los componentes del sistema. Este costo probabilístico depende de la cantidad de reserva de generación y transmisión existente en el sistema. Teóricamente el precio spot puede asociar otras restricciones adicionales, como márgenes de estabilidad, límites de tensión, etc.

Como resultado de la aplicación de costos marginales, el costo de transportar una unidad adicional de potencia(o energía) por la línea comprendida entre una barra k a una barra l es

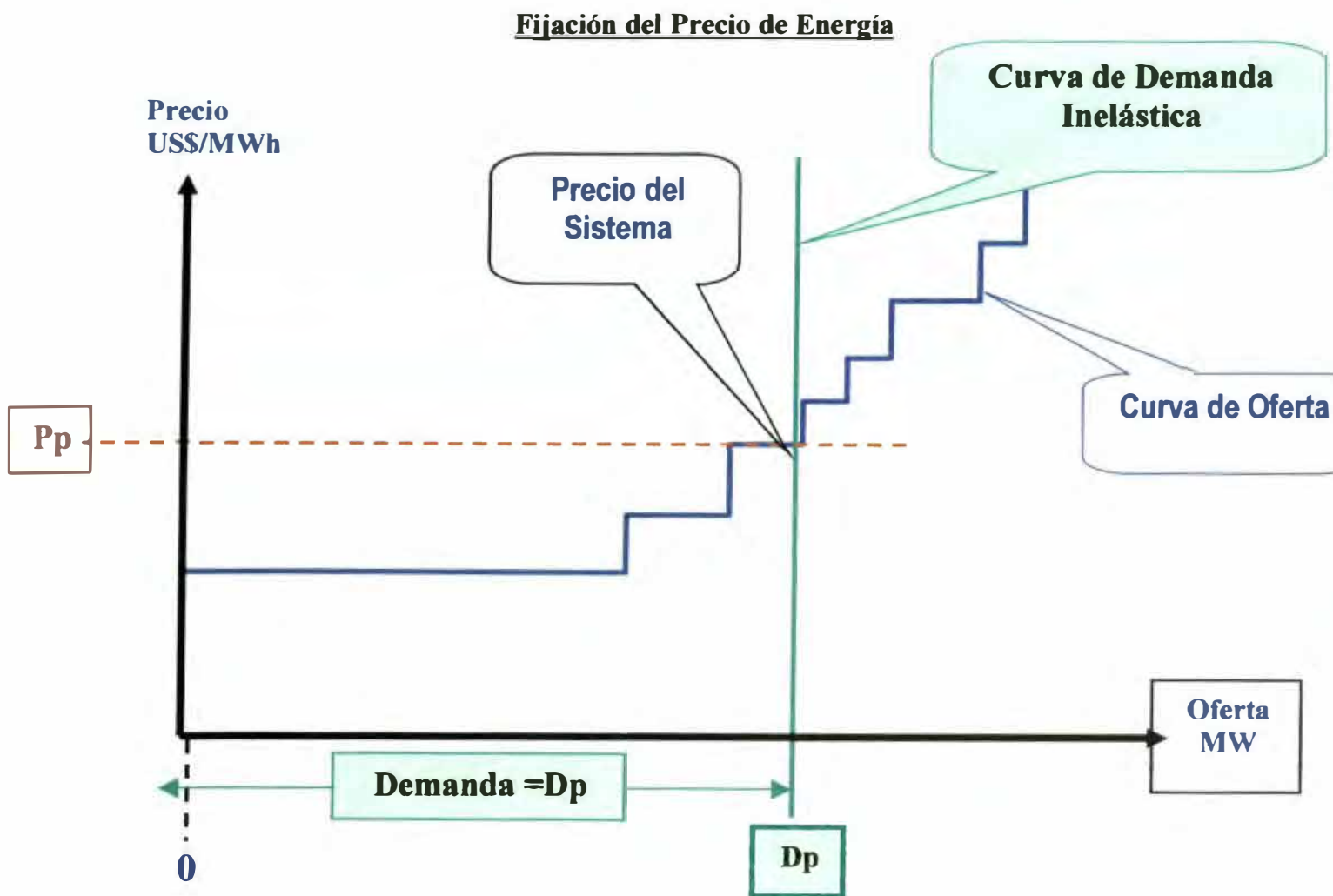
$$\text{INGRESO} = P_{re} \times P_l - P_{env} \times P_k$$

Donde  $P_{re}$  y  $P_{env}$  son la potencia(o energía para el caso de ingreso tarifario por Energía) recibida y entregada respectivamente en ese orden.

$P_l$  y  $P_k$  el costo marginal de potencia (energía) en la barra de recepción y envío respectivamente en ese orden.

## Anexo 2: Precio Marginal de Energía y potencia en un instante del tiempo

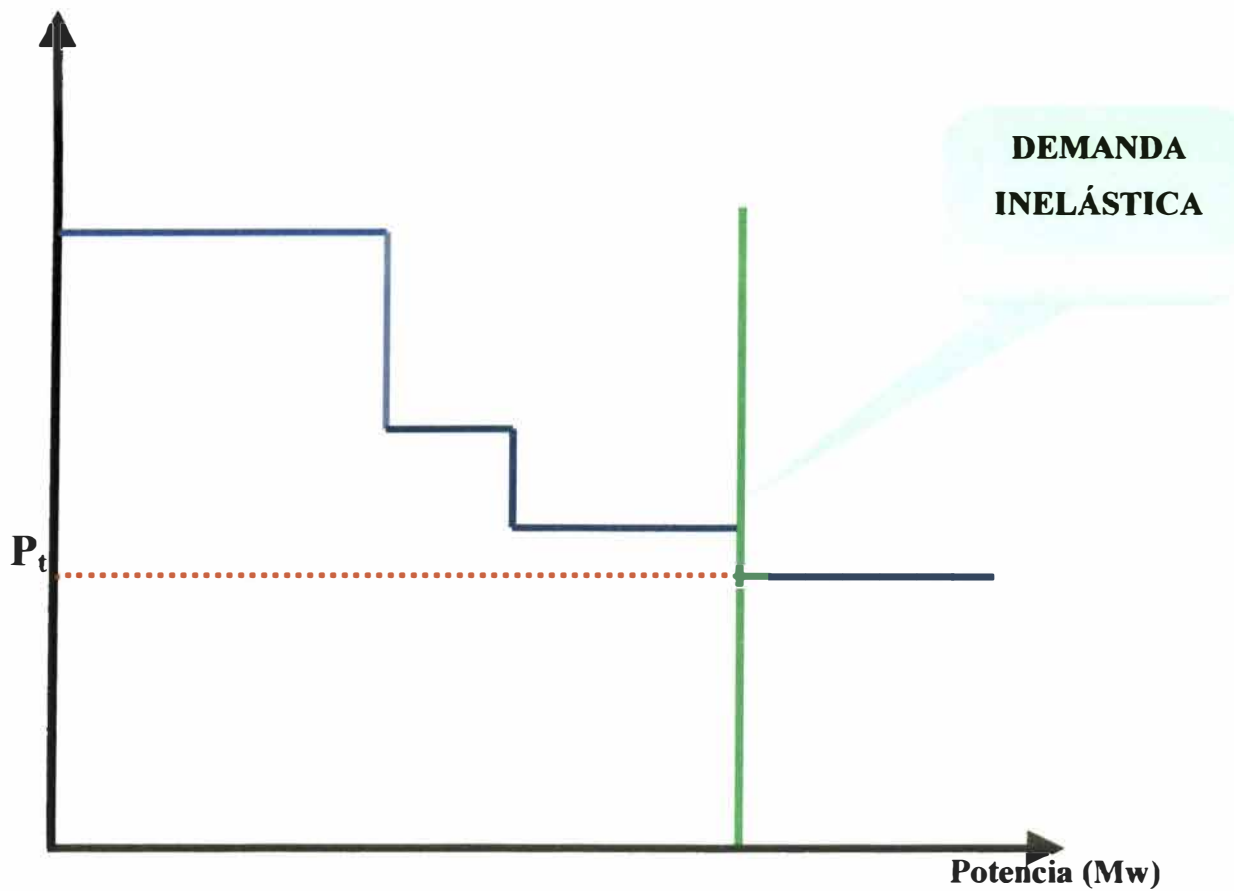
En el caso de la energía, el modelo establece que los costos variables de cada central son ordenados de menor a mayor, correspondiendo al costo marginal instantáneo el costo variable (o precio declarado) de la última unidad que ingresó a despachar energía para cubrir la demanda. En el gráfico se observa que para una demanda de  $Q_1$  (que correspondería a una hora fuera de punta), el costo marginal instantáneo correspondería a la unidad de generación ( $Pe_4$ ), ya que es la última en ingresar a despachar energía; en el caso de la demanda en hora punta ( $Q_2$ ), el costo marginal instantáneo es igual a  $Pe_6$  que es el costo variable (o precio declarado) de última unidad de generación.



Por su parte, el precio de potencia corresponde al costo marginal de largo plazo de suministrar la capacidad de generación necesaria para cubrir el incremento marginal de la demanda de potencia, considerando un margen de reserva para el riesgo de falla. Se considera el costo de instalar la unidad marginal que abastece la máxima demanda.

### Fijación del Precio de Potencia

Precio de Potencia  
(US\$/MW año)





### Anexo 3: MODELO PERSEO

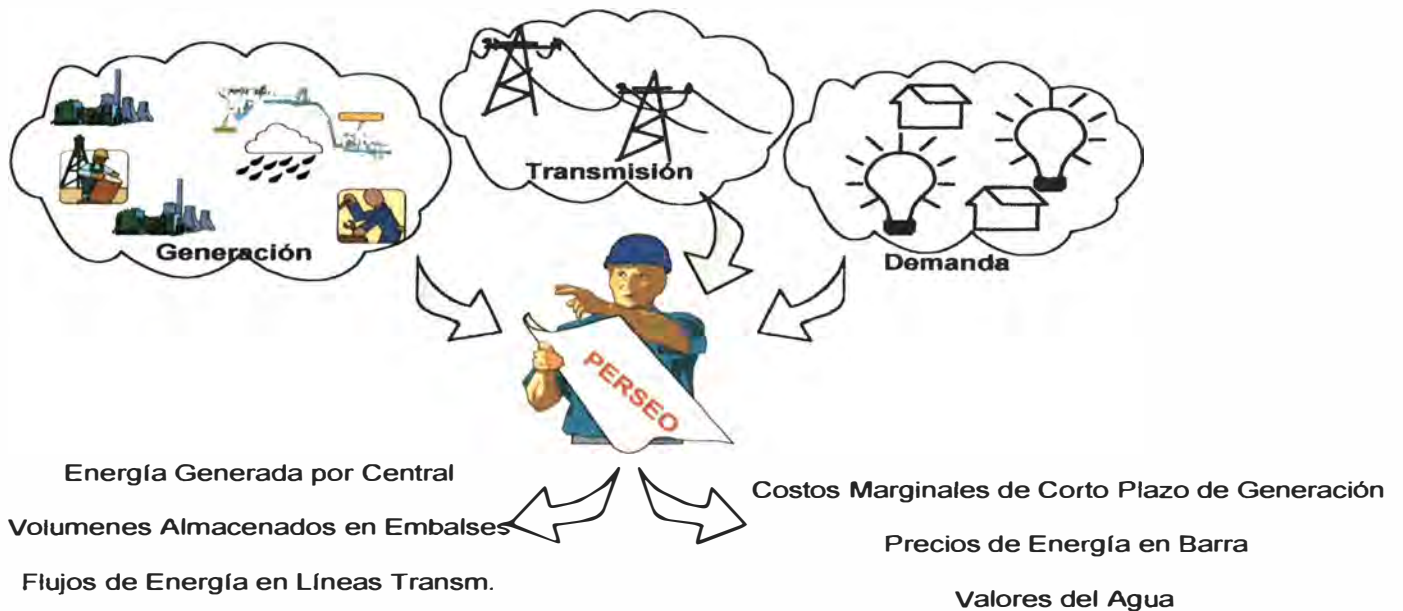
El modelo determinístico denominado PERSEO, está basado en programación lineal, que permite calcular el precio en cada barra del sistema, considerando las restricciones de transmisión y optimizando el uso de las principales cuencas del sistema.

En conclusión se exige que se calculen los Costos Marginales a partir de:

**Minimizar  $f(X)$  = Costos de Operación**

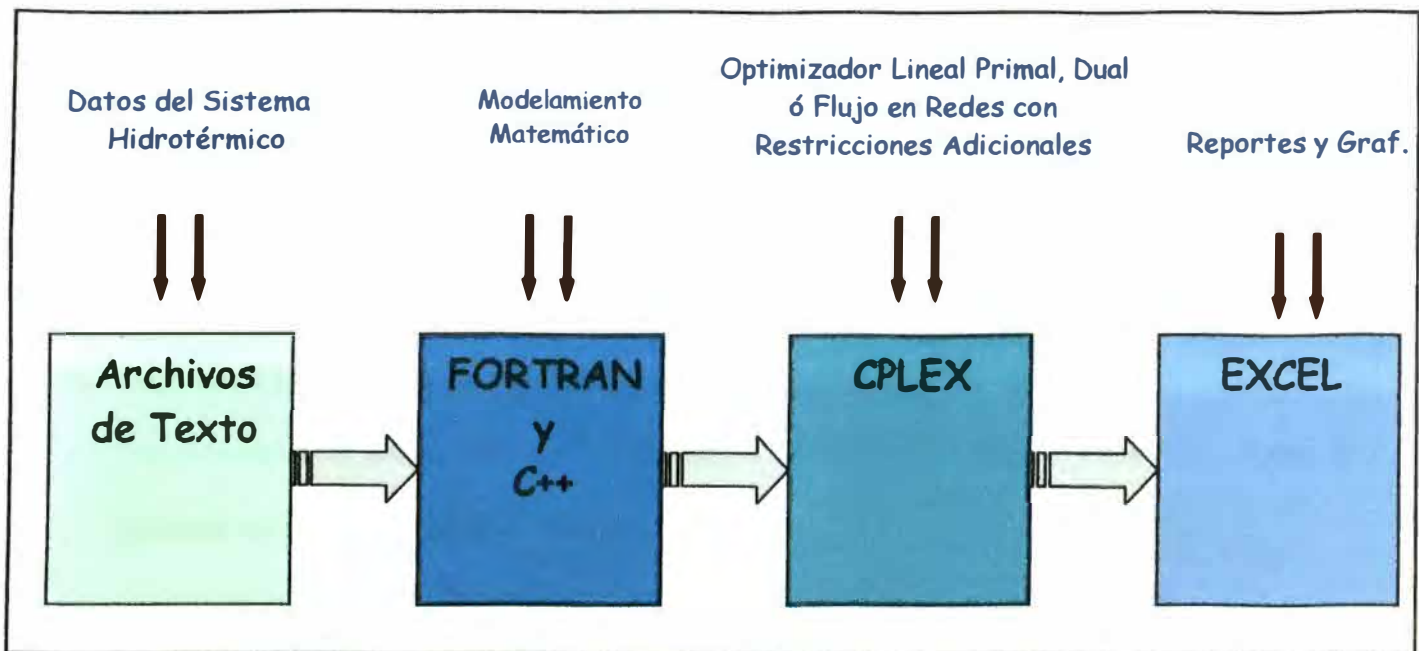
Sujeto a Restricciones:

- Disponibilidad de Energía Hidroeléctrica.
- Operación (transmisión y generación).
- Oferta = Demanda.
- Otros.



En el esquema funcional del programa se muestra el Modelo. Como se aprecia el primer nivel corresponde a la lectura de los archivos de datos, los cuales contienen toda la información relevante que se requiere para representar el sistema energético y eléctrico en el modelo matemático de planificación de la operación hidrotérmica.

### ESQUEMA FUNCIONAL DEL PROGRAMA



Para efectuar la formulación matemática se han implementado, en FORTRAN y C++, un conjunto de rutinas que traducen los datos ingresados en las ecuaciones matemáticas correspondientes.

Una vez efectuado el modelamiento matemático se realiza la llamada a la herramienta de optimización, que en este caso, corresponde al CPLEX. Este optimizador, se encarga de obtener la solución óptima de mínimo costo para cada una de las secuencias hidrológicas evaluadas, para ello de varias técnicas de optimización lineal.

Finalmente, de acuerdo con las expresiones e impresión definidas en el archivo correspondiente se generan los reportes con un formato compatible con el EXCEL.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Francisco Javier Rubio Oderiz: REGULACIÓN Y ECONOMÍA DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Editada en Junio del 2000)
2. Dra. Leontina Pinto : APLICACIONES DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL A LA GESTIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN AMBIENTES COMPETITIVOS.
3. Tirole Jean: LA TEORÍA DE LA ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL BARCELONA (Editada en 1990).
4. Yves Alvouy: ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES Y DISEÑO DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD Y AGUA (Editada en 1983)
5. Ing Luis Espinoza Quiñónez: Impacto Camisea en el Sector Energético
6. Jorge Fernández Baca: MICROECONOMÍA TEORÍA Y APLICACIONES Tomo II (Editada en Enero del 2000)
7. Folke Kafka: TEORÍA ECONÓMICA (Editada en 1994)
8. Viscusi, Kip: ECONOMICS OF REGULATION, (1996)
9. Fernando L. Alvarado: MARKET POWER
10. T.J. Hammons, P.H. Corredor: COMPETITIVE GENERATION AGREEMENTS IN LATIN AMERICAN SYSTEMS WITH SIGNIFICANT HIDRO GENERATION
11. COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano ( Marzo de 1998).
12. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SU REGLAMENTO
13. MANUAL DEL USUARIO PERSEO, Vol. I y Vol. II. Modelo para la determinación de Costos Marginales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. (Julio del año 2000)
14. Anuarios Estadísticos OSINERG, COES (2000, 1999, 1998, 1997)

**BIBLIOGRAFÍA ELECTRÓNICA**

<http://www.osinerg.org.pe>

<http://www.indecopi.gob.pe>

<http://www.mem.gob.pe>

<http://www.cte.org.pe>