

**UNIVERSIDAD DEL PACÍFICO  
ESCUELA DE POSTGRADO**

**“INSTRUMENTOS DERIVADOS EN EL NEGOCIO  
ELÉCTRICO Y SU APLICACIÓN EN EL PERÚ”**

**Riquel Ernés Mitma Ramírez**

Trabajo de Investigación presentado  
para cumplir uno de los requisitos para  
la obtención del Grado Académico de  
Magíster en Finanzas.

**2002**

Mi más sincero agradecimiento al Profesor Roberto Urrunaga, por aceptar el desafío que le propuse al plantear el tema de mi tesis, pues requería integrar disciplinas distintas sobre un tema nuevo; y muy en especial, por haberme dado las facilidades para desarrollar este trabajo con su apoyo, comentarios, revisiones y sugerencias, cuando parecía que la tesis no iba a ninguna parte.

Debo agradecer también a mis amigos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG por los acertados comentarios brindados.

Por último, y más importante, debo agradecer a mi familia, por ser la fuente inspiradora de luz, aprendizaje, alegría, impulso y apoyo incondicional.

## INDICE

	<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>II</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTOS TEORICOS.....</b>	<b>3</b>
	2.1 ASPECTOS RELEVANTES PARA EL USO DE DERIVADOS .....	3
	2.2 PRINCIPALES ACTIVOS DERIVADOS .....	4
	2.2.1 Futuros y Forwards.....	4
	2.2.2 Opciones .....	5
	2.3 RIESGOS DEL USO DE INSTRUMENTOS DERIVADOS .....	6
<b>3</b>	<b>ANALISIS DEL MERCADO ELECTRICO PERUANO.....</b>	<b>7</b>
	3.1 LA ELECTRICIDAD .....	7
	3.2 VOLATILIDAD DE PRECIOS .....	9
	3.2.1 Volatilidad de precios en el mercado spot .....	9
	3.2.2 Volatilidad de los precios regulados .....	10
	3.3 RIESGOS EN EL NEGOCIO ELÉCTRICO PERUANO .....	11
	3.3.1 Identificación de riesgos .....	12
	3.3.2 Riesgos en la generación .....	13
	3.3.3 Riesgos en el negocio de la transmisión y distribución eléctrica ....	17
	3.3.4 Riesgos del Consumidor.....	17
	3.3.5 Riesgo político .....	18
<b>4</b>	<b>APLICACIÓN DE OPCIONES Y FUTUROS EN INDUSTRIA ELÉCTRICA PERUANA.....</b>	<b>19</b>
	4.1 LIMITACIONES PARA EL USO DE INSTRUMENTOS DERIVADOS.....	20
	4.1.1 Acceso restringido al mercado mayorista .....	20
	4.1.2 Estructura de contratos entre cliente libres y generadores.....	21
	4.1.3 Ausencia de comercializadores .....	22
	4.1.4 Relevancia de los clientes regulados.....	23
	4.2 UTILIZACIÓN DE DERIVADOS ENTRE GENERADORES Y CLIENTES LIBRES.....	24
	4.2.1 Incentivos para los generadores para dar acceso al mercado spot	25

4.3 UTILIZACIÓN DE DERIVADOS ENTRE GENERADORES .....	27
4.3.1 Contratos Forwards entre generadores .....	28
4.3.2 Opción entre generadores .....	29
4.3.3 Simulación de estrategias de cobertura entre generadores del SEIN .....	30
<b>5 PLANTEAMIENTOS PARA USAR DERIVADOS EN EL MERCADO ELECTRICO PERUANO .....</b>	<b>33</b>
5.1 DEBILIDADES DEL MERCADO DE CONTRATOS .....	34
5.2 MODIFICACIÓN DEL MARCO REGULATORIO .....	35
5.2.1 Modificaciones para desarrollar un mercado spot abierto .....	36
5.2.2 Consecuencia de las modificaciones a la estructura del mercado..	39
5.3 EL NUEVO MERCADO SPOT Y LA INTRODUCCIÓN DE INSTRUMENTOS DERIVADOS	40
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>42</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>44</b>
<b>ANEXOS</b>	
<b>ANEXO A: MODELOS PARA DISEÑAR LOS MERCADOS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>46</b>
<b>ANEXO B: CONTRATOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO .....</b>	<b>52</b>
<b>ANEXO C: MERCADO ELÉCTRICO PERUANO .....</b>	<b>56</b>

## 1 INTRODUCCIÓN

El riesgo ligado a la variación de precios de la electricidad y la variación de la cantidad de energía a producir reciben el nombre de riesgo de precio y riesgo de cantidad, respectivamente. Ambos riesgos son asociados como riesgo de mercado<sup>1</sup>; y la posible implementación de contratos derivados sobre la energía eléctrica, estaría justificada, en principio por la existencia de ese riesgo. Dichas variaciones en el nivel de precios afectan la rentabilidad de los distintos agentes que participan en el mercado eléctrico peruano.

No obstante, para que un producto, pueda convertirse en activo subyacente de un contrato derivado, además de la existencia del riesgo de mercado, se tienen que cumplir otros condicionantes técnicos tales como que el producto escogido como subyacente pueda presentarse con alto grado de estandarización y que el mercado de activos físicos, presente un importante volumen de producción y de negociación que puedan soportar la creación de un mercado derivado.

Antes de plantearse la creación de un mercado de derivados en electricidad, es preciso abordar la problemática de la valoración de los contratos derivados, pues los agentes del negocio eléctrico sólo estarán dispuestos a utilizar los derivados en la gestión de riesgos si pueden resolverse con rigor esta situación. Dicha valoración depende de las condiciones técnicas de funcionamiento del mercado y la correcta utilización de estos activos en operaciones de especulación y cobertura en su sentido más amplio.

La nueva estructura de los sistemas eléctricos que se ha ido imponiendo gradualmente en el mundo entero se basa en la idea que la energía eléctrica es un producto que puede ser comercializado de forma independiente del modo en que se efectúa el suministro físico de la energía eléctrica<sup>2</sup>. Lo señalado conduce a un incremento de la competencia y una disminución de precios; pero también, genera una mayor volatilidad de los precios,

---

<sup>1</sup> Para mayor detalle véase las referencias bibliográficas [5] y [7].

<sup>2</sup> Mercados eléctricos más desarrollados como el de Colombia, Inglaterra y Gales, Noruega, etc.

generando nuevos riesgos para los diferentes agentes del mercado. De allí que la creación de mercados derivados que proporcionen herramientas de gestión de riesgos se haya convertido en una necesidad y su utilización por parte de los agentes económicos es una obligación.

Por todo ello, el objetivo central de esta tesis es evaluar el funcionamiento del mercado eléctrico peruano y proponer alternativas para mejorar la eficiencia. Para ello se procede a identificar las fuentes de riesgos en el negocio, analizar los obstáculos presentes en el actual mercado eléctrico y finalmente se evalúa la posibilidad de aplicar contratos derivados, a fin de alcanzar mayores niveles de eficiencia del sector en el corto y mediano plazo.

Este trabajo se presenta de acuerdo al siguiente esquema. El capítulo 2, conforma el marco teórico sobre aspectos relevantes en el uso de instrumentos derivados y sus riesgos inherentes de uso. En el Capítulo 3, se realiza una descripción de la electricidad, la volatilidad de precios y los riesgos presentes en el negocio eléctrico peruano. En el Capítulo 4, se efectúa un análisis crítico de las limitaciones que presenta marco regulatorio actual para la utilización de instrumentos derivados en forma masiva, seguido del análisis de los casos en que es posible utilizar instrumentos derivados en el actual mercado eléctrico peruano y los incentivos que tendrían los agentes para realizar este tipo de contratos como parte de su política comercial. Este capítulo incluye una simulación del impacto que tendría en las ganancias de las empresas de generación del SEIN, la utilización de instrumentos derivados con el fin de implementar estrategias de cobertura. En el capítulo 5 se efectúa los planteamientos que deben tenerse en cuenta para mejorar el actual mercado eléctrico peruano, a fin hacer posible la utilización de contratos derivados. El capítulo 6 describe las conclusiones y las contribuciones de este trabajo.

## **2 FUNDAMENTOS TEORICOS.**

### **2.1 Aspectos relevantes para el uso de derivados**

Los contratos de futuro y de opción son activos derivados cuyo precio depende del precio o del nivel del activo principal o subyacente. En el caso de activos subyacentes no financieros en su sentido más amplio (bienes y servicios), los contratos derivados presentan una serie de peculiaridades que los distinguen de los derivados sobre activos financieros. Entre otras destacan: la difícil normalización; la falta de fungibilidad entre las calidades; la utilización en procesos industriales o comerciales; la dependencia de factores no financieros como la meteorología y las circunstancias políticas; la no-negociabilidad del subyacente; una elevada complejidad de los procesos de entrega a vencimiento, la dificultad del almacenamiento, la incidencia de los avances tecnológicos, etc.

Cada activo subyacente con su posible derivado constituye un caso particular que debe ser tratado atendiendo a las características del subyacente, a la definición específica del derivado y a las relaciones entre ambos. No obstante, hay una serie de aspectos que deben tenerse en cuenta independientemente del activo subyacente, los que a continuación se proceden a describir.

En primer lugar, se debe estudiar el activo subyacente y el mercado en el que se negocia. La razón radica, por una parte, en la necesaria normalización del activo no financiero que debe comprender: la problemática de la homogeneización y elección, en su caso, de la calidad a negociar como subyacente del derivado; determinación del valor nominal del contrato expresado en unidades físicas o en niveles; especificación del número y distribución de los vencimientos a lo largo del año; etc. Por otra parte, el estudio del mercado del activo subyacente ha de contemplar el análisis de la oferta y de la demanda y del proceso de formación y difusión de los precios, su claridad y transparencia, y la detección de situaciones que puedan suponer "poder de mercado" para algunos operadores y que, por ende, generen desconfianza en el proceso de fijación de los

precios. La determinación de quienes y de qué modo asumen el riesgo de mercado en las distintas fases de la actividad económica ligada al activo subyacente ha de ser otro de los aspectos a analizar.

En este sentido, es también importante identificar la existencia de intermediarios especializados en la negociación del subyacente y precisar cuál es su papel en la asunción y/o traslado del riesgo de mercado. Son estos especialistas los que, en su caso, dinamizarán el mercado derivado e incluso serán sus mejores usuarios.

En segundo lugar, se ha de estudiar el comportamiento de los precios del activo subyacente contemplando dos cuestiones básicas: la estacionalidad y la variabilidad. Los resultados que se obtengan influirán en gran medida en la elección del modelo explicativo del comportamiento de los precios del subyacente y en la metodología de la valoración de los derivados. Asimismo, sirven para determinar las especificaciones técnicas de los contratos derivados que afectan a la estructura de riesgos de la cámara de compensación del mercado.

En el presente trabajo se evalúa la posibilidad de aplicar contratos derivados en el actual mercado eléctrico peruano, para tal fin, se han estructurado los temas de modo de atender los condicionantes técnicos descritos en la introducción.

## **2.2 Principales Activos Derivados**

De acuerdo con las referencias bibliográficas [2], [3] y [4], a continuación se describe en forma sucinta algunos instrumentos derivados.

### **2.2.1 Futuros y Forwards**

Un contrato de Futuros es un acuerdo legal entre un comprador y un vendedor, en el cual existe un compromiso de entregar o recibir una cantidad y calidad específica de mercancía o activo en una determinada fecha futura, a un precio que se fija en la bolsa al momento de efectuar la transacción. Todas las características del contrato están



estandarizadas, a excepción del precio futuro que se determina como consecuencia de la negociación. Es decir, los contratos negociados corresponden todos a la misma cantidad y tipo, así como al mismo rango de fechas futuras. Esto implica que los agentes que desean cubrirse por una cantidad diferente o a un plazo distinto a los estándares establecidos, sólo podrán utilizar el mercado de futuros para una cobertura parcial y asumirán un cierto grado de riesgo residual.

Por otro lado, un Forward es un contrato de entrega o recepción definida, y fue el antecedente principal de los futuros. Es un contrato similar a los futuros, aunque en lugar de estar estandarizado, es un contrato hecho a la medida<sup>3</sup> y por tanto la flexibilidad es su gran ventaja frente a los Futuros; pero también, la gran desventaja es su riesgo de contraparte, al ser la transacción en forma directa entre las partes, el riesgo de incumplimiento es alto. Por tanto, los Forwards requieren del conocimiento y confianza en la contraparte, lo que ocasiona una menor liquidez (otra desventaja).

En relación con los aspectos señalados, el sacrificio de la elección del plazo deseado y de la cantidad que mejor responda a los requerimientos del agente, a cambio de una mayor liquidez, es lo que hace que los Forwards no desaparezcan, sino sean instrumentos financieros complementarios a los Futuros.

### **2.2.2 Opciones**

Es un contrato a través del cual el emisor, por una cierta cantidad de dinero llamada prima<sup>4</sup>, cede al comprador el derecho de exigir, dentro de un plazo de tiempo determinado, la adquisición o venta, de un número determinado de activos, a un precio prefijado llamado precio de ejercicio. A diferencia de los Futuros, donde el compromiso firme es asumido por el vendedor y el comprador, las Opciones generan obligación sólo a los vendedores; los compradores adquieren el derecho, mas no la obligación, de cumplir

---

<sup>3</sup> Característica que hace que se negocie fuera de la bolsa.

<sup>4</sup> La asimetría en la responsabilidad de los agentes sólo puede existir si se aplica algún incentivo.

con el contrato.

En resumen, el compromiso del vendedor de una Opción está sujeto a la decisión del comprador. Si este último ejerce la opción, el vendedor tiene que cumplir la obligación; pero si el comprador no ejecuta la opción, el vendedor se libera de responsabilidad.

Por el vencimiento, las opciones pueden ser Europeas, aquellas caracterizadas por que sólo pueden ser ejercidas en una fecha predeterminada. La otra alternativa permite que la opción sea ejercida en cualquier instante, este tipo de Opción recibe el nombre de Opción Americana.

Por otro lado, con relación al derecho de ejercer la opción, las Opciones pueden ser del tipo "Call", cuando le otorga al comprador de la Opción el derecho a comprar al vendedor; y "Put", cuando el comprador de la opción tiene el derecho a vender.

También, es factible construir opciones con diversas funciones de ganancia, a partir de combinaciones de dos o más de este tipo de opciones. Algunas de las estrategias más utilizadas son: Spread, Straddle y Strangle<sup>5</sup>.

### **2.3 Riesgos del uso de instrumentos derivados**

La finalidad de los derivados es cubrir los posibles riesgos que aparecen en cualquier operación financiera. Sin embargo, se debe tener en cuenta que también se trata de un juego cuyo beneficio neto es cero. Es decir, cuando una parte gana, hay otro que pierde y viceversa. ( Las ganancias de un contratante son las pérdidas del otro). Por ello, aunque los derivados ofrecen el potencial de manejar los riesgos, su uso introducirá nuevos riesgos, que a la luz de experiencias pasadas, se han registrado enormes pérdidas incurridas ya sean por los especuladores y hedgers, así como, por los inversionistas más sofisticados e ingenuos<sup>6</sup> (ver el Cuadro 2.1).

---

<sup>5</sup> Para mayor información véase las referencias bibliográficas citadas inicialmente.

<sup>6</sup> Los derivados utilizados de manera juiciosa, son por sí misma estabilizadores por que permiten una mejor distribución

**Cuadro 2.1: Pérdidas famosas en derivados**

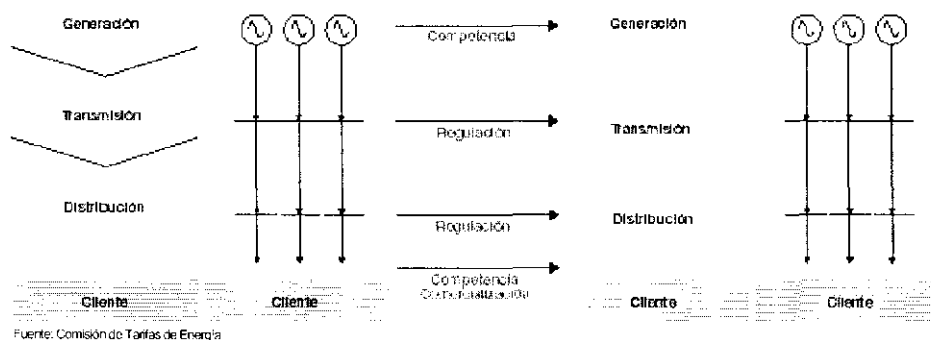
Compañías	Pérdidas ( Millones de US\$)
Orange County	2300
Showa Shell	1500
Barings Bank	1400
Metallgesellschaft (MG)	1300
Hammersmith & Fulham	600
Klockner	380
Merrill Lynch	350
Allied Lyons	275
Proctor & Gamble	157
Societe de Bourses Francaises	125

Fuente: Elaboración Propia

### 3 ANALISIS DEL MERCADO ELECTRICO PERUANO

#### 3.1 La Electricidad

La liberalización de los mercados de electricidad en el mundo se ha producido en fechas recientes: Inglaterra 1989-90, Noruega 1991-93, Estados Unidos 1992, Nueva Zelanda 1996, Australia 1995-98, España 1997, etc. En el Perú, el Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE") promulgada a fines del año 1992 establece la desintegración de las actividades del sector (las mismas que hasta entonces eran realizadas por el Estado como un todo) y alienta la competencia directa en aquellas en donde es posible hacerlo, tal como se observa en el Gráfico 2.1.

**Gráfico 2.1: Desintegración del Sector Eléctrico**

del riesgo. Para mayor información véase la referencia bibliográfica [7].

De esta forma, la LCE abre las puertas a la competencia en la generación a través de la creación de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica administrado por el COES-SINAC, que viene a ser un Pool integrado por todos los generadores pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"), en lo que se refiere a las funciones de operador del sistema y del mercado mayorista<sup>7</sup>.

La transmisión y distribución, por sus características de monopolio natural, son actividades sujetas a regulación de precios por parte del organismo regulador. La actividad de comercialización, considerada potencialmente una actividad competitiva, es considerada por el marco regulatorio peruano como parte de la actividad de distribución, funcionando como un único negocio.

Por el lado de la demanda, se distingue entre usuarios regulados y usuarios libres. Los primeros son los que tienen un consumo de potencia menor a 1000 kW y se localizan dentro de un área de concesión determinada, en donde, la provisión del servicio por parte del distribuidor se realiza a un precio regulado. Los segundos (clientes libres) superan este límite de consumo y pueden ser abastecidos por generadores o distribuidores con quienes negocian libremente los precios del servicio.

Debido a la utilización de un procedimiento de despacho<sup>8</sup> centralizado realizado por el COES-SINAC<sup>9</sup>, es posible afirmar que en el Perú la operación comercial del sistema está completamente separada, al menos en teoría, de la operación económica, dando origen a un mercado spot de energía entre los integrantes del Pool, donde los precios spot de la energía, determinados a través de un procedimiento de cálculo de costos marginales, se fijan en forma horaria.

---

<sup>7</sup> En el Anexo A, se describe con mayor detalle los distintos tipos de modelos para diseñar los mercados eléctricos.

<sup>8</sup> El término "despacho" representa la función de asignar a cada unidad de generación, una determinada carga de forma tal que el conjunto de unidades del parque generador, satisfaga la demanda, en el instante o periodo determinado y bajo ciertas condiciones establecidas.

<sup>9</sup> En el Anexo C, se describe con mayor detalle todos los aspectos relacionados al funcionamiento del mercado eléctrico peruano.

Las operaciones que se realizan en un mercado spot de electricidad consisten en compraventas de dicha mercancía que dan lugar a un suministro de energía durante un cierto intervalo de tiempo. Es decir, la operación centralizada del sistema eléctrico hace que cada una de las unidades despachadas inyecte energía a la red para que sea retirada por todos los consumidores, sin importar los contratos que cada consumidor posea con otras empresas de generación. Las transacciones entre generadores<sup>10</sup> remunera a los generadores efectivamente despachados, la energía suministrada a clientes cuyo generador no pudo proveerlos. La energía involucrada en estas transacciones es valorizada de acuerdo al precio spot horario del sistema. En otros mercados más competitivos de electricidad, por el carácter temporal del suministro y por los distintos patrones diarios y horarios de demanda y de oferta que se presentan, se abre la negociación de operaciones referidas a suministro plano y a tramos de tiempo de duración reducida (horas o medias horas) de las 24 horas de cada día (en Noruega y en España se negocia cada hora; en Inglaterra, Australia y Nueva Zelanda, cada media hora).

### **3.2 Volatilidad de precios**

Uno de los aspectos que hacen especialmente interesante el uso de activos derivados, es la volatilidad del valor del activo subyacente. A continuación se describen los precios registrados en el mercado mayorista.

#### **3.2.1 Volatilidad de precios en el mercado spot**

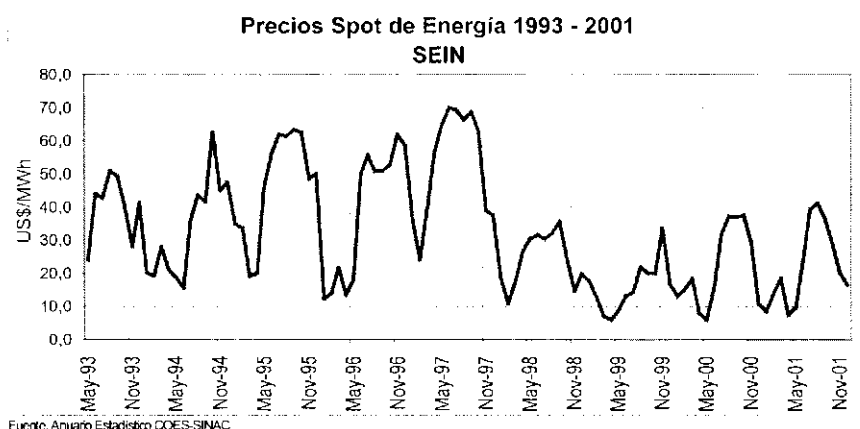
Tal como se aprecia en el Gráfico 3.6, la volatilidad de los precios spot de energía en el SEIN es muy alta. Los valores corresponden al promedio de costos marginales (o precios spot) registrados en el mercado mayorista para el periodo 1993-2001 cuyo promedio es  $\mu=32,4$  US\$/MWh y varianza de  $\sigma^2=31,7$  US\$/MWh. Lo notable de las cifras es que la

---

<sup>10</sup> En otros países como Noruega, España, Inglaterra, etc. el mercado spot o mercado mayorista es accesible también a grandes usuarios y comercializadores.

varianza es aproximadamente un 98% del valor medio. Esta alta volatilidad hace especialmente interesante la introducción de instrumentos derivados para los intercambios de energía entre los generadores<sup>11</sup>.

**Gráfico 3.6: Evolución de los precios spot en el mercado mayorista**

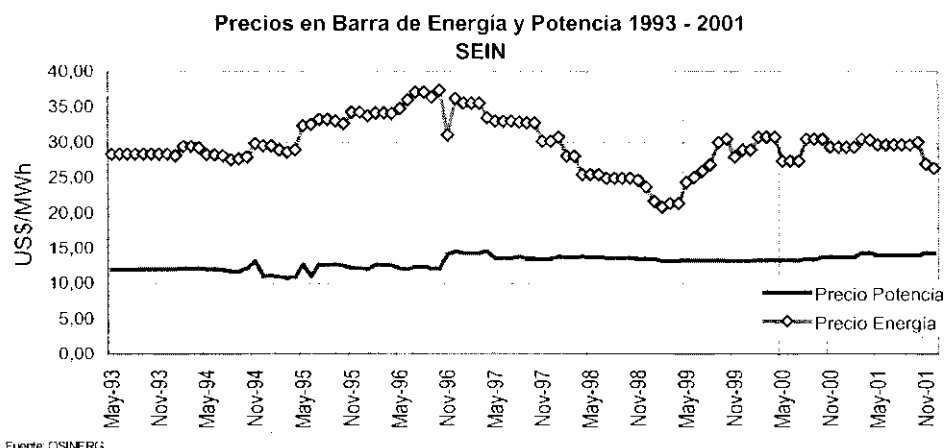


### 3.2.2 Volatilidad de los precios regulados

Los precios regulados (Precios en Barra de energía y potencia) en el SEIN, en contraste con los precios spot, no presentan una volatilidad tan importante, fundamentalmente por su procedimiento de cálculo, el que se hace semestralmente y teniendo en cuenta un horizonte de tiempo importante (48 meses).

<sup>11</sup> Los precios spot promedio mensuales fueron determinados ponderando los registros horarios de la energía total producida en el sistema y el correspondiente costo marginal. Los precios spot horarios resultan ser mucho más volátiles, ya que estos últimos pueden variar en más del 100% en cuestión de horas. Sin embargo, estas fluctuaciones no constituirían un riesgo serio por que son fáciles de calcular su promedio sobre una base diaria, y por que la cantidad de dinero gastado en energía en un día es relativamente pequeña, razón por la cual no se diseñarían derivados para atenuar los riesgos asociados a estas fluctuaciones de precio diarias.

Gráfico 3.7: Evolución de los Precios en Barra



De los valores del precio regulado de energía y potencia se obtiene una media de  $\mu_e=29,7$  US\$/MWh y  $\mu_p=13$  US\$/MWh, respectivamente y una varianza de  $\sigma_e^2=1,3$  US\$/MWh y  $\sigma_p^2=0,08$  US\$/MWh. La variabilidad alcanza a un 4,3% para la energía y 0,7% para la potencia, valores bastante inferiores al compararlos con las obtenidas en el mercado spot de energía. Esta pequeña varianza no motivaría la introducción de un mercado de derivados para dichos productos. En este caso, posiblemente sería más eficiente, para las empresas distribuidoras y grandes clientes, seguir enfrentando al riesgo a través de los contratos bilaterales<sup>12</sup>.

### 3.3 Riesgos en el negocio eléctrico peruano

A continuación se analiza en forma cualitativa y por tipo de actividad los riesgos que existen en el sector eléctrico peruano. Cabe señalar que la generación eléctrica es la actividad con mayor riesgo, fundamentalmente por que es aquella en la que el marco regulatorio establece condiciones de competencia.

<sup>12</sup> En el Anexo B se definen los distintos tipos de contratos en el sector eléctrico

### 3.3.1 *Identificación de riesgos*

La electricidad es, ante todo, una mercancía homogénea<sup>13</sup> que no es posible almacenar pues la generación y consumo se producen, prácticamente, de forma instantánea. Aunque es factible considerar, para el corto plazo, la posibilidad de plantear estrategias de almacenamiento de las materias primas que sirven para producirla (sobre todo el combustible y embalses con regulación). Además, la energía eléctrica presenta el problema de las denominadas pérdidas en el transporte que dificultan el suministro de electricidad a larga distancia, por otro lado, cuando las redes de transporte se saturan, ocasionan problemas de congestión<sup>14</sup> y hacen recomendable, en la medida de lo posible, la proximidad entre las centrales de generación y los puntos de consumo.

Los precios spot resultan de abastecer la demanda con la oferta existente. Al ser las pautas de consumo variables en el tiempo, los precios resultantes son también variables en todo momento. Por otro lado, cualquier variación no anticipada en la oferta puede provocar saltos bruscos en los precios horarios, sobre todo al alza. Cuestiones como las fallas de unidades de generación, las congestiones en la red de transporte, incidentes técnicos, las alteraciones no previstas de la jornada laboral, etc. pueden determinar aquellas inesperadas oscilaciones en los precios.

Por otra parte, la oferta y la demanda de electricidad son también sensibles a los ciclos económicos y presentan estacionalidad relacionada, sobre todo, con la climatología y con los hábitos de consumo, aspectos que tienen incidencia en el comportamiento a mediano y largo plazo de los precios.

Por todo lo dicho, y así lo corrobora la experiencia de otros mercados distintos al peruano, puede decirse que los precios de la electricidad son, en primer lugar, variables y

---

<sup>13</sup> De acuerdo a las normas técnicas de calidad, es un requisito indispensable que la energía eléctrica generada tenga el nivel de tensión (Voltios) y frecuencia (Hertz) estándar especificados por cada país; cualquier variación de estos valores estándar es penalizada, por que altera la continuidad del servicio. En el Perú, el nivel de tensión al cual se efectúan las transacciones del mercado mayorista es a 220kV y una frecuencia de 60 Hz.

<sup>14</sup> Para mayor información véase la referencia bibliográfica [1].



difícilmente previsible; en segundo lugar, evolucionan por lo general sin sobrepasar un cierto nivel inferior -floor level- que viene a ser el correspondiente al mínimo técnico de las centrales generadoras con oferta no flexible; y, en tercer lugar, incorporan saltos bruscos hacia arriba con vuelta rápida a los niveles previos, sobre todo en las horas punta, debido a la rigidez de la oferta y de la demanda en esos momentos<sup>15</sup>.

### **3.3.2 Riesgos en la generación**

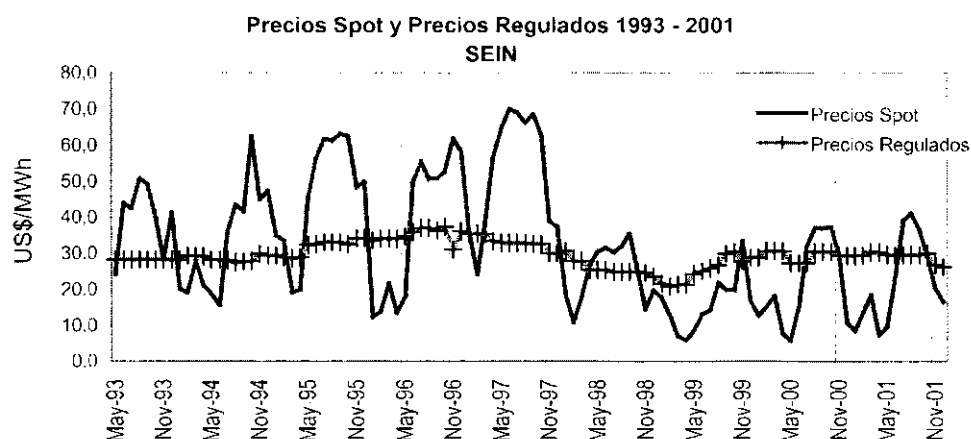
Los riesgos del negocio de generación están ligados principalmente a la hidrología, los costos de combustibles, las fallas mayores de equipos y a las variaciones importantes de la demanda. Si la demanda se reduce, se crea un exceso en la capacidad instalada que disminuye los costos marginales de generación; en caso contrario se produce una sobrecarga del sistema, con un aumento en los costos marginales.

Un aspecto importante a considerar en los riesgos de generación, son los precios regulados. Como este precio busca reflejar el costo marginal en el largo plazo, no necesariamente es igual al costo marginal instantáneo de generación (precio spot), razón por la cual puede ser mayor o menor que el precio spot. Así, en gran medida, el precio regulado de energía en el periodo 1993 a 1997 fue inferior al costo marginal de generación, por lo que las transferencias de energía fueron realizadas a un valor mayor que el precio regulado, tal como se aprecia en el Gráfico 3.8

---

<sup>15</sup> Para mayor información véase la referencia bibliográfica [10].

**Gráfico 3.8: Evolución de precios regulados y spot**



Cuando el precio regulado de energía es menor que el precio spot, las transferencias son efectuadas a valores inferiores que el precio que se cobra por la energía a los clientes regulados. Por esta razón, en periodos en que el precio regulado es mayor que el spot, es conveniente para las empresas tener la mayor cantidad de compromisos posibles con clientes regulados, pues si no los logran cubrir en su totalidad con su generación, pueden comprar la energía a un bajo precio.

Los periodos en que el precio spot es menor que el regulado se presenta principalmente cuando ingresa a operar una nueva central eficiente de capacidad importante y/o cuando el periodo corresponde a una hidrología húmeda. Dado que el precio regulado representa el costo marginal de largo plazo, éste no se verá afectado rápidamente por el ingreso de una nueva central; sin embargo, el precio spot disminuirá bruscamente.

Cuando los precios spot son más altos que los regulados, a las empresas generadoras no les conviene tener mayores compromisos, pues preferirán vender su energía a precio spot que a precio regulado. Estos periodos están ligados a sequías, aumentos inesperados de la demanda o fallas mayores en las centrales.

### 3.3.2.1 Hidrología

Es el factor de riesgo más importante en el negocio de la generación eléctrica en el país.

Su gran variabilidad hace que sea un factor fundamental y determinante en el resultado de las empresas generadoras.

El riesgo que trae consigo la variabilidad de la hidrología, resulta en que años húmedos se caracterizan por tener menores precios spot que años secos. Las características de los precios spot, tipo y preferencia de generación según la característica hidrológica se ilustran en el siguiente Cuadro N° 3.2.

**Cuadro 3.2: Características de la generación por tipo de hidrología**

Tipo Año	Precio Spot	Tipo de Generación	Pspot > PBarra	Preferencia de Venta de las Empresas
Seco	Alto	Termoeléctrica	Si	Precio Spot
Húmedo	Bajo	Hidroeléctrica	No	Precio en Barra

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, las empresas con mayor capacidad en centrales térmicas, corren el riesgo de que en años húmedos su participación en la generación de electricidad sea pequeña, pero pueden comprar al COES-SINAC a precios relativamente bajos la cantidad de energía que requieran para suplir los contratos. Por otro lado, las empresas con mayor capacidad de generación hidroeléctrica, en años húmedos generan sin dificultad. Sin embargo, en años secos deben comprar al COES-SINAC la cantidad de energía que necesiten para suplir sus contratos a precios muy elevados<sup>16</sup>.

### 3.3.2.2 Riesgo de falla

Una falla en una central importante tiene dos efectos importantes a considerar en el análisis de los precios spot. El primero y más claro, es que el dueño de la central no podrá generar y por tanto, deberá comprar al COES-SINAC a precio spot la cantidad de energía que requiera para cumplir con sus compromisos. El costo al que comprará la energía, en un mercado con menor oferta por causa de la falla, será con seguridad alto, por lo que incurrirá en pérdidas. Este primer efecto es solucionado por la mayor parte de las

<sup>16</sup> Más adelante se efectúa una simulación de las ganancias de una empresa representativa del mercado eléctrico peruano.

empresas generadoras con un seguro de lucro cesante<sup>17</sup>.

El segundo efecto no tan evidente, pero de gran riesgo para las otras empresas generadoras corresponde al incremento brusco de los precios spot que originará la salida de una central importante por falla<sup>18</sup>. Los generadores no afectados por falla tendrán que responder a la demanda y dependiendo de la cantidad de energía contratada, podrán vender la diferencia a precios spot que en este caso es muy alto. Las empresas que tengan la mayor parte de su energía contratada no podrán aprovechar de esta circunstancia para vender a precio más alto que el establecido. Se pueden producir graves problemas dependiendo del tiempo en que se pueda solucionar la falla y la hidrología que presente el año. Con relación a este riesgo, las empresas no se están cubriendo ante esta eventualidad, ya que consideran que un seguro para esta situación es difícil de cuantificar.

### **3.3.2.3 Disponibilidad de generación**

Otro riesgo asociado a la generación es el que no se cumpla con los plazos de construcción de una central, especialmente en el caso de las centrales hidroeléctricas que involucran importantes obras civiles. Un atraso en la entrega de una central tiene dos efectos importantes. El primero que los precios spot pueden aumentar considerablemente y el segundo, que los contratos que el productor esperaba cumplir con la capacidad de la nueva unidad no serían posibles de cumplir, por lo que tendrá que comprar al COES-SINAC la energía que se requiera para cumplir con el contrato.

### **3.3.2.4 Precio de combustibles**

Los precios de los combustibles inciden directamente en los costos de generación de

---

<sup>17</sup> Conclusión que se establece de las entrevistas sostenidas con los Gerentes de las principales empresas de generación del mercado.

<sup>18</sup> Un caso de este segundo efecto ocurrió con el Terremoto del 23 de junio de 2001 en el sur del país, en el que la central a carbón de Ilo resultó seriamente dañado, originando un incremento de los costos marginales del SEIN en un 150%. Otro ejemplo, fue la salida en febrero de 1998 de la C.H. Machupicchu por inundación.

centrales termoeléctricas. Al aumentar el costo de combustibles, la generación térmica se hace menos atractiva y aumenta la generación hidroeléctrica. Sin embargo, al aumentar el valor de los combustibles la valoración del agua en los embalses aumenta. Por esta razón, la estructura de generación en el SEIN se ve afectada ante un cambio en el precio de los combustibles, pero no de forma tan importante como la escasez de recursos hídricos. Esto se debe a que el COES-SINAC primero garantiza la seguridad del servicio y luego minimiza el costo.

El aumento del costo de combustibles también modifica el costo marginal de generación, Las empresas que incurren en el costo de combustibles (petróleo, carbón o gas natural), pueden cubrirse del riesgo de sus variaciones a través de contratos con sus proveedores, o a través del mercado de futuros y opciones internacionales, que para estos productos están ampliamente difundidos.

### **3.3.3 Riesgos en el negocio de la transmisión y distribución eléctrica**

La transmisión y distribución son actividades sujetas a regulación de precios y por tanto sus ingresos son de predecible certidumbre. Sin embargo, es posible que el transmisor pueda enfrentar el riesgo de ser desplazado, ya sea por condiciones de obsolescencia económica o congestión en el transporte. Asimismo, la distribución podría tener eventuales riesgos de abastecimiento, al no conseguir suministros con las empresas de generación y riesgo de demanda, al ser las inversiones no continuas.

### **3.3.4 Riesgos del Consumidor**

El principal riesgo que afecta a los consumidores de electricidad corresponde a que en un determinado periodo o mes del año, presente una demanda de potencia mucho mayor a la que habitualmente consume y que tenga que pagar esta potencia, dada las características de la tarificación, durante todo el año.

Por otro lado, los clientes libres pueden enfrentar el riesgo de no contar con suministro eléctrico para poder realizar sus actividades, ya que no es obligación de las empresas de

generación el dar suministro, riesgo que se minimiza con la existencia de contratos de suministro. Cabe destacar que la obligación de suministro está solamente dada para las empresas de distribución con sus clientes finales dentro de su área de concesión.

En cuanto a las variaciones del precio de energía y potencia, el riesgo reside en el incremento de los mismos. El consumidor es absolutamente vulnerable a variaciones de precio y excesos de consumo de potencia. En la actualidad no hay ningún mecanismo para protegerse de estos riesgos. En este trabajo se evaluará la posibilidad de acceder al mercado spot, como una forma de disminuir este riesgo de abastecimiento.

### **3.3.5 Riesgo político**

Los riesgos políticos existen en el sector eléctrico. Los tres riesgos políticos son la estatización de las empresas eléctricas, intervención del Estado en el sector y cambio del marco legal vigente. El riesgo de estatización de las empresas eléctricas y de intervención directa del Estado, pese a que es un riesgo que está siempre presente, es cada vez menos importante. Los conceptos de empresa estratégica para el desarrollo nacional y otros de ese tipo que se usaban hace varios años atrás para estatizar empresas, hoy han desaparecido. De hecho el Estado hoy está vendiendo su participación en las empresas donde aún posee acciones, como es el caso de las empresas de generación de Egasa y Egesur y las empresas de distribución regionales: Electrocentro, Electronorte, Electrocentro e Hidrandina.

Con relación a la modificación del marco legal vigente, es una percepción generalizada por parte de los agentes de que éste representa el principal riesgo que enfrentan en la actualidad. Sin embargo, existe por parte del Estado, la conciencia que la estabilidad en las reglas de juego es fundamental para el desarrollo futuro del sector, por lo que existe consenso en no cambiar el marco legal, si no solamente en lo que concierne a mejoras a la reglamentación a fin de facilitar el desarrollo del sector.

Pese a la existencia de un riesgo político, y que éste puede llegar a tener efectos devastadores, este riesgo es de muy baja probabilidad de ocurrencia.

#### **4 APLICACIÓN DE OPCIONES Y FUTUROS EN INDUSTRIA ELÉCTRICA PERUANA**

De acuerdo a los riesgos descritos a los que se enfrentan los diversos actores del mercado eléctrico peruano, se podrían formular alguna de las siguientes aplicaciones de cobertura:

- 1- Opciones y Futuros de energía a precio spot: los traspasos de energía entre generadores se realizan a precio spot y por la gran volatilidad de este precio, es atractivo el uso de estos instrumentos para enfrentar este riesgo.
- 2- Opción a consumir potencia en un periodo de tiempo específico, sin tener que continuar con el pago de ésta durante todo el año: de interés para clientes industriales cuyos procesos no sean continuos y tengan la posibilidad de realizar un aumento de producción ocasional o estacional. Se les ofrecería una opción, por parte de la empresa proveedora, para consumir una mayor cantidad de potencia en un periodo específico, sin tener que pagar durante todo un año la mayor potencia consumida resultante de un aumento puntual de la producción.
- 3- Contrato futuro de energía y potencia entre cliente libre y generador. Este contrato es parecido al que realizan hoy algunos clientes libres, pero la virtud de este contrato a futuro sería de poder liquidar el contrato, ya sea al mismo generador o a otro cliente libre, habida consideración de los peajes involucrados.
- 4- Contrato futuro de energía y potencia entre empresa distribuidora y cliente libre. Este contrato sería igual al anterior, pero, entre la empresa distribuidora y un cliente libre.
- 5- Opciones a contratar potencia, reemplazando aportes reembolsables por opciones sobre potencia. Las futuras ampliaciones en las instalaciones sobre todo de las empresas mineras requerirán aumentos de capacidad instalada de potencia. Esta opción daría la posibilidad al cliente de aumentar su potencia instalada a un plazo determinado, sin tener que pagar un nuevo aporte reembolsable. A su vez, la empresa proveedora de energía realizaría las instalaciones necesarias sin cobrar un

nuevo aporte.

Los casos más atractivos para una pronta aplicación de estos instrumentos son los tres primeros. De ellos, el caso de las transferencias de energía a precio spot entre los generadores es el más interesante, por su transparencia, su alta volatilidad de los precios y su relación con un factor tan aleatorio como la hidrología.

#### **4.1 Limitaciones para el uso de instrumentos derivados**

##### **4.1.1 Acceso restringido al mercado mayorista**

Como se ha descrito anteriormente, la única forma que un cliente libre puede adquirir energía eléctrica es suscribiendo un contrato con una empresa eléctrica de generación o distribución<sup>19</sup>. Un cliente libre no puede acceder al mercado mayorista operado por el COES-SINAC y adquirir energía. Esto limita significativamente el incentivo para que los clientes libres utilicen contratos derivados como parte de su política comercial. Esta limitación se debe a dos factores:

- La mayoría de los contratos han establecido compromisos de suministro eléctrico de mediano y largo plazo (desde 3 a 20 años), por la asimetría de información existente entre los contratantes. Esta característica impide a gran parte de los clientes libres adquirir nuevos compromisos comerciales de suministro al estar atado a un contrato que se encuentra muy distante de expirar.
- El precio acordado en los contratos exhibe, por lo general, una variación mucho menor que la volatilidad del precio spot. Esto se debe en parte al largo periodo de validez de los contratos lo que dificulta estimar el precio esperado a largo plazo. Es por ello que el precio de la energía por lo general se calcula como un valor esperado a largo plazo, el cual es indexado a alguna variable macroeconómica.

---

<sup>19</sup> En el Anexo B se describen los beneficios de un contrato



Por tanto frente a la poca volatilidad exhibida en el precio de los contratos hace poco atractiva la utilización de instrumentos derivados como mecanismos de cobertura, ya que el riesgo asociado a variaciones de precio es significativamente menor al exhibido en el mercado spot.

#### **4.1.2 Estructura de contratos entre cliente libres y generadores**

La composición de los contratos de compra de energía suscritos por los clientes libres cobra gran relevancia, sobre todo si se considera que no existe impedimento legal para que generadores y cliente utilicen instrumentos derivados en sus relaciones comerciales. Sin embargo, existen obstáculos importantes en la estructura de los contratos utilizados en la actualidad que dificultarían la implementación de nuevos instrumentos financieros.

- La principal limitante se encuentra en el doble rol que cumplen los contratos generador-cliente libre en el actual mercado eléctrico peruano. Mientras en otros países cuyo mercado eléctrico es coordinado también bajo una estructura Pool, los contratos bilaterales se suscriben debido a la necesidad de cubrirse frente a las variaciones exhibidas en el mercado spot. En el mercado peruano, a pesar que los precios por el uso de las redes de transporte están regulados por el OSINERG, no existen normas claras sobre el acceso a las mismas, originando que los contratos existentes sean a la vez contratos de acceso a la red y contratos que fijan el precio de energía. Esta doble función de los contratos con clientes libres dificulta la transición al uso de derivados.
- Los clientes que poseen gran poder de negociación, como es el caso de las compras en bloque de las empresas distribuidoras o el caso mismo de Antamina, logran que las generadoras compitan a fin de ganar el contrato. Sin embargo, ocurre lo contrario en el caso de pequeños clientes libres, que representan más del 75% del total. quienes por la asimetría de información existente, deben someterse a las condiciones que impone el suministrador. Al no existir una institución que centralice la información y las divulgue, genera una asimetría de información entre los clientes libres y los

suministradores. Esto origina que la información individual a la hora de negociar el contrato sea la única herramienta de sustento, generando una situación desenfrenada de grandes perdedores y grandes ganadores. Actualmente, se percibe en la mayoría de los clientes libres, que hubo error de falsas expectativas y sus contratos los han perjudicado al no haber estimado de manera correcta los precios.

- Debido a que cada cliente presenta distintas exigencia de calidad y confiabilidad de suministro eléctrico, los costos de negociación asociados al contrato resultan elevados. Existe, inclusive una dificultad de encontrar una contraparte dispuesta a asumir las exigencias del cliente. La nula estandarización de los contratos restringe su flexibilidad en el caso de querer liquidarlos.

La utilización de instrumentos derivados bajo las condiciones descritas se vería dificultada por diversos motivos. En primer lugar existe asimetría de información entre las empresas eléctricas y los clientes libres con relación al precio de la energía esperado a futuro. Esto dificulta a los clientes poder estimar el precio a pagar por los instrumentos derivados lo que desincentiva su utilización por parte de los clientes libres debido a las altas pérdidas que pueden incurrirse al estimar de forma errada el precio esperado. Otro obstáculo se debe a la falta de estandarización de los contratos, lo que trae como consecuencia la obligación de diseñar un instrumento financiero para cada caso particular. A parte de las dificultades y el costo que esto involucra, el contrato resultante tiene poco valor para terceras partes lo que haría ilíquidos a éstos. Y por último, si no existiera la asimetría de información y los contratos fuese estandarizados, aún persistiría el inconveniente de que los contratos son transados en forma privada lo que origina que alguna de las partes ejerza su poder de negociación, lo que llevaría a determinar un precio para los instrumentos basado fundamentalmente en la capacidad de negociación de alguna de las partes en vez de representar el valor real del activo.

#### **4.1.3 Ausencia de comercializadores**

La función de un comercializador en un mercado mayorista de electricidad se remite

básicamente a comprar y vender energía sin poseer instalaciones de generación. Un comercializador puede tomar una posición similar a un generador si su estrategia se basa en comprar energía a un generador a un precio fijo mediante un contrato y venderla en el mercado spot a precio libre. En este caso, los ingresos dependen directamente del precio spot exhibido. Otra estrategia consiste en comprar energía en el mercado spot y venderla a clientes libres a través de contratos. En este caso los ingresos del comercializador son inversamente proporcionales al precio spot.

El comercializador obtiene ganancias a partir de las imperfecciones existentes en el mercado, aprovechando las oportunidades de arbitraje existentes al comprar simultáneamente en el mercado spot y a través de contratos. Por medio de estas operaciones los precios de la energía se van ajustando; por lo cual, la existencia de los comercializadores resulta positiva para el mercado.

Debido a que la labor de un comercializador consiste fundamentalmente en ser un mejor especulador que los demás, la gestión comercial que éste realice en el mercado spot y mediante los contratos que firme con los generadores, distribuidores y clientes libres cobra gran importancia. La utilización de instrumentos derivados por parte de comercializadores les resulta una idea especialmente atractiva, ya que les permite agregar valor a la energía que venden a clientes y generadores al realizar una gestión de riesgo asociado al precio de la electricidad<sup>20</sup>.

La ausencia del comercializador, con derecho a comprar o vender en el mercado spot, en el sector eléctrico peruano priva al mismo de uno de los agentes que utilizarían instrumentos derivados de manera más consistente y profesional.

#### **4.1.4 Relevancia de los clientes regulados**

En el Perú, alrededor del 53% de las transacciones realizadas en el mercado eléctrico

---

<sup>20</sup> Para mayor información véase la referencia bibliográfica [10].

corresponden a ventas del mercado regulado<sup>21</sup>. Este mercado presenta muy baja volatilidad de precios con relación a los precios spot, haciendo poco atractivo la utilización de instrumentos derivados a este nivel. Por otro lado, el requisito de potencia igual a 1000kW es relativamente excesivo, sobre todo si se tiene en cuenta que la tendencia mundial es a disminuir este valor a fin de posibilitar el acceso directo al mercado a la mayor cantidad posible de agentes, ya que impide la compra de energía a precios no regulados a muchos agentes que podrían estar dispuestos a negociar con empresas de generación o distribución o comercializadores, en caso existieran.

#### **4.2 Utilización de derivados entre generadores y clientes libres**

A diferencia de las transacciones entre generadores, donde la utilización de instrumentos derivados se verían motivadas por la necesidad de cobertura ante variaciones en el precio spot, las transacciones generadores-clientes libres se realizan a través de contratos de suministro en los cuales los precios obtenidos no exhiben una volatilidad que amerite la utilización de contratos derivados.

En la actualidad existen clientes que estarían dispuestos a comprar a precio spot<sup>22</sup> ya que esto les permitiría aprovechar las variaciones favorables en el precio, en caso pudiera acceder al mercado spot. No obstante, la compra de la energía a precio spot los dejaría sin protección ante alzas en el precio. Debido a esta exposición al riesgo es que se verían motivados a utilizar instrumentos derivados, sumándose al incentivo que tendrían para utilizar estos contratos con fines especulativos.

Una estrategia para dar la posibilidad a los clientes libres de participar en el mercado spot podría ser a través del generador, donde este último, con el cual el cliente tiene un contrato de suministro eléctrico podría actuar como broker en el mercado spot debido a que son éstos quienes tienen derecho a comprar y vender energía en este mercado. El

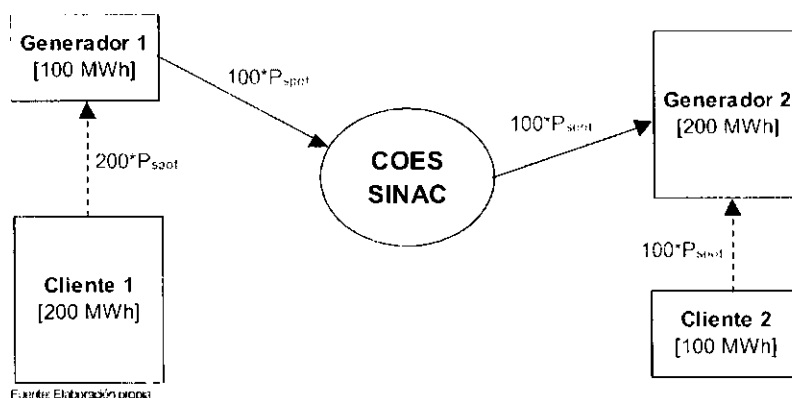
---

<sup>21</sup> Véase el Anexo C.

<sup>22</sup> Tal como ocurrió con el Cliente Libre Quimpac que firmó un contrato de suministro eléctrico a precios spot más un porcentaje.

siguiente gráfico ilustra la operación de un generador actuando como broker ante el COES-SINAC.

**Gráfico 4.1: Funcionamiento del mercado spot con generadores operando como brokers**



#### 4.2.1 Incentivos para los generadores para dar acceso al mercado spot

Independientemente del interés que pudieran mostrar algunos clientes libres por acordar contratos de compra de energía a precios spot, esto no podrá ser efectivo en la práctica a menos que las empresas de generación tengan incentivo para hacerlo. Este incentivo puede ilustrarse mediante un ejemplo.

Si se asume un generador con costo variable de producción  $C_{va}$  y costos fijos  $C_f$ , el cual posee un contrato de suministro por  $E$  [MWh], donde la energía es pagada a precio spot ( $P_{spot}$ ). El beneficio del generador dependerá de si éste es despachado o no por el COES-SINAC y de la cantidad de energía generada. En consecuencia existen tres escenarios que condicionan las ganancias del generador:

a) Cuando el generador no es despachado, en este caso la ganancia será:

$$\text{Beneficio} = E \cdot P_{spot} - E \cdot P_{spot} - C_f = -C_f$$

Entonces, el generador debe comprar toda la energía comprometida en el contrato en el mercado spot.

b) Cuando el generador es despachado generando  $X$  [MWh] y la energía comprometida

en el contrato es menor a la energía generada ( $E < X$ )

$$\text{Beneficio} = E \cdot P_{\text{spot}} - E \cdot C_{\text{va}} + (E - X) \cdot (P_{\text{spot}} - C_{\text{va}}) - C_f = X \cdot (P_{\text{spot}} - C_{\text{va}}) - C_f$$

c) Cuando el generador es despachado generando  $X$  [MWh] y la energía comprometida en el contrato es mayor a la energía generada ( $E > X$ )

$$\text{Beneficio} = E \cdot P_{\text{spot}} - E \cdot C_{\text{va}} - (E - X) \cdot P_{\text{spot}} - C_f = X \cdot (P_{\text{spot}} - C_{\text{va}}) - C_f$$

Luego, sobre la base de lo descrito, se puede definir la función de ganancias del generador:

$$\text{Ganancia Generador} = \begin{cases} -C_f & (\text{si } P_{\text{spot}} \leq C_{\text{va}}) \\ X \cdot (P_{\text{spot}} - C_{\text{va}}) - C_f & (\text{si } P_{\text{spot}} \geq C_{\text{va}}) \end{cases}$$

De este ejemplo es posible concluir que el beneficio para un generador de establecer un contrato de venta de energía a precio spot es completamente dependiente de la operación física de éste. En el caso que el generador no sea despachado, este claramente incurre en pérdidas, mientras que si es efectivamente despachado el generador obtiene ingresos, pero la ganancia dependerá de la cantidad generada ( $X$ ) y de la diferencia ( $P_{\text{spot}} - C_{\text{va}}$ ). De acuerdo a lo anterior, la venta de energía a precio spot sería únicamente para empresas de generación que sean despachadas frecuentemente.

El atractivo de un contrato a precio spot sólo puede evaluarse comparando con los contratos de venta de energía actualmente utilizados. Para ello, si se asume al mismo generador del caso anterior con la salvedad de que compromete  $E$  [MWh] de su producción a través de un contrato el cual especifica un precio fijo por la energía igual a  $F$ . Utilizando un análisis similar al efectuado con anterioridad, es posible obtener la función de ganancia del generador:

$$\text{Ganancia Generador} = \begin{cases} E \cdot (F - P_{\text{spot}}) - C_f & (\text{si } P_{\text{spot}} \leq C_{\text{va}}) \\ E \cdot (F - P_{\text{spot}}) + X \cdot (P_{\text{spot}} - C_{\text{va}}) - C_f & (\text{si } P_{\text{spot}} \geq C_{\text{va}}) \end{cases}$$

En el caso de que el generador no sea despachado, éste obtiene un ingreso producto de la venta a través del contrato. En el caso de ser despachado, las ganancias del generador

pueden ser mayores o menores dependiendo del comportamiento del precio spot y de la cantidad de energía efectivamente generada.

Si bien las ganancias del generador al utilizar un contrato de suministro eléctrico también están expuestas a riesgo de precio y volumen, vender energía a través de un contrato permite controlar, en parte, las ganancias al poder establecer el precio de venta de la energía,  $F$ . En este sentido, si la empresa de generación posee algún poder de negociación o de mercado, como ocurre actualmente, la venta de energía a través de contrato le resulta más conveniente que vender a precio spot, donde no todas las variables aleatorias que afectan la ganancia son observables. De este modo es poco factible que los generadores vendan su energía a precio spot y por tanto la utilización de instrumentos derivados entre generadores-clientes libres se muestra poco probable.

### 4.3 Utilización de derivados entre generadores

De acuerdo a lo descrito anteriormente el mercado spot está restringido exclusivamente a empresas de generación, las cuales realizan transferencias de energía entre las empresas excedentarias y deficitarias. Teniendo en cuenta esto, es factible la utilización de instrumentos derivados entre generadores si se considera la alta volatilidad exhibida históricamente por los precios spot.

La función de ganancia de un generador depende del precio spot ( $S_t$ ), del nivel de energía contratada ( $E$ ), de la energía efectivamente producida por el generador ( $X_t$ ), de los costos variables ( $C_{va}$ ) y de los costos fijos ( $C_f$ ).

$$\text{Ganancia generador} = E \cdot F - (E - X) \cdot S_t - X \cdot C_{va} - C_f = X \cdot (S_t - C_{va}) - C_f$$

Suponiendo que la energía vendida mediante contratos y el costo variable de generación son constantes, entonces es posible afirmar que la función de ganancia de una empresa de generación es una función no lineal del precio spot, y de la energía a generar en el periodo  $t$ . Entonces,  $S_t$  y  $X_t$  son variables aleatorias con algún grado de correlación entre ambas, el cual varía de acuerdo a la tecnología de generación que posea la empresa.

Para el caso de un generador hidroeléctrico  $S_t$  y  $X_t$  están correlacionados negativamente por lo que, cuando el precio spot es alto, la generación de este tipo de central es baja<sup>23</sup>. Para el caso de centrales térmicas,  $S_t$  y  $X_t$  están correlacionadas positivamente.

#### 4.3.1 Contratos Forwards entre generadores

Tal como se ha mencionado anteriormente, las empresas de generación están expuestas a los riesgos de precio y volumen, es decir,  $S_t$  y  $X_t$  son variables aleatorias. Esto lleva a que las empresas de generación presenten una función de ganancia no lineal con respecto al precio de la electricidad; y dado que la utilización de contratos Forwards o futuros para atenuar la exposición al riesgo no sería de gran utilidad para estas empresas, ya que estos instrumentos no realizan una cobertura efectiva cuando la exposición al riesgo es una función no lineal<sup>24</sup>.

Tomando como ejemplo una empresa de generación que cuenta con una central de capacidad de  $E$ [MW], la cual entra en operación únicamente si el precio spot es superior a su costo de operación ( $C_{va}$ ). Para simplificar el ejemplo, se considera que la central entra a operar a plena carga siempre que  $S_t > C_{va}$ , y que la empresa vende la totalidad de su producción al spot, la función de ganancia de la empresa será:

$$Ganancia\ Generador = \begin{cases} -C_f & (si\ S_t \leq C_{va}) \\ E \cdot S_t - E \cdot C_{va} - C_f & (si\ S_t \geq C_{va}) \end{cases}$$

En el siguiente gráfico se muestra, en la figura de la izquierda, la función de ganancia de la empresa y la función de ganancia de la venta de un contrato. La función de ganancia resultante producto de la cobertura se muestra en la figura de la derecha. En éste se puede observar que la cobertura no es efectiva ya que la ganancia del generador sigue siendo dependiente del precio spot, dándose inclusive la situación que las ganancias son

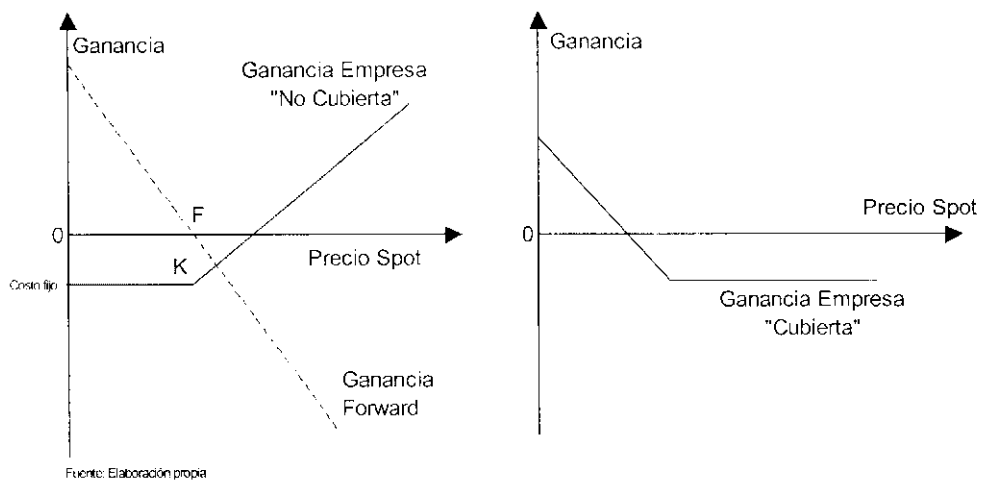
<sup>23</sup> Esto es posible debido a que cuando existe poca disponibilidad de agua para la generación, ingresa a operar centrales con mayores costos de generación por lo que el precio spot se incrementa, al ser éste igual al costo variable de la máquina que está marginando.

<sup>24</sup> Para mayor información véase las referencias bibliográficas [2], [3] y [4].



mayores cuando el generador no entra en operación, cuando lo que realmente desea el generador es obtener un ingreso fijo.

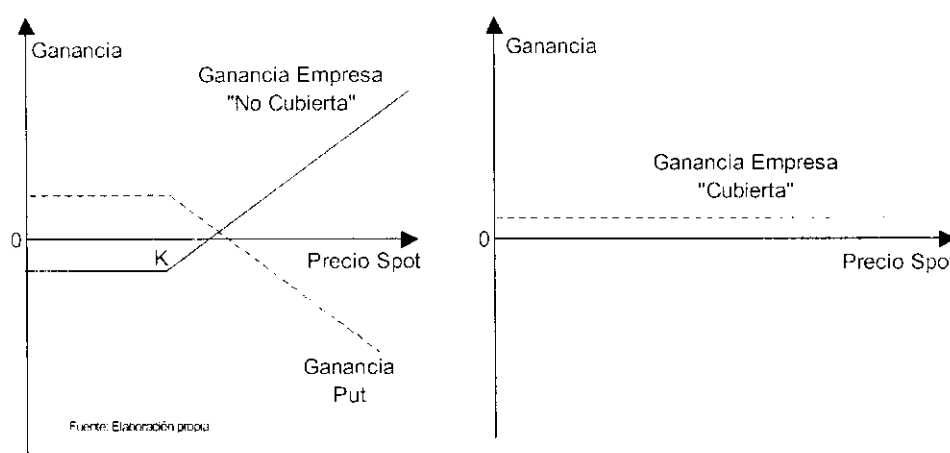
**Gráfico 4.2: Función de ganancia de la empresa antes y después de coberturarse con Forwards**



#### 4.3.2 Opción entre generadores

La utilización de opciones, permite replicar cualquier función de ganancia no lineal por lo cual su utilización es mucho más atractiva que los Forwards para el caso de los generadores. Volviendo al ejemplo anterior, es posible realizar una cobertura efectiva de la ganancia del generador vendiendo una opción Call por E[MWh] con precio de ejercicio K según se muestra en el siguiente gráfico.

**Gráfico 4.3: Función de ganancia de la empresa antes y después de coberturarse con una Opción Put**



La utilización de opciones resulta particularmente atractiva, si se considera las funciones de ganancia que es posible construir al combinar opciones Call y Put a partir de las cuales es posible modificar perfiles de riesgo de las empresas de generación.

#### 4.3.3 Simulación de estrategias de cobertura entre generadores del SEIN

En esta parte se presenta los resultados obtenidos al realizar una simulación de los eventuales ingresos que puede obtener una empresa de generación que opera en el SEIN con y sin la utilización de derivados para cubrir sus utilidades.

Esta simulación corresponde a una empresa con centrales termoeléctricas a gas natural<sup>25</sup> del SEIN. Para el caso, se asume que toda la producción se vende en el mercado spot<sup>26</sup>.

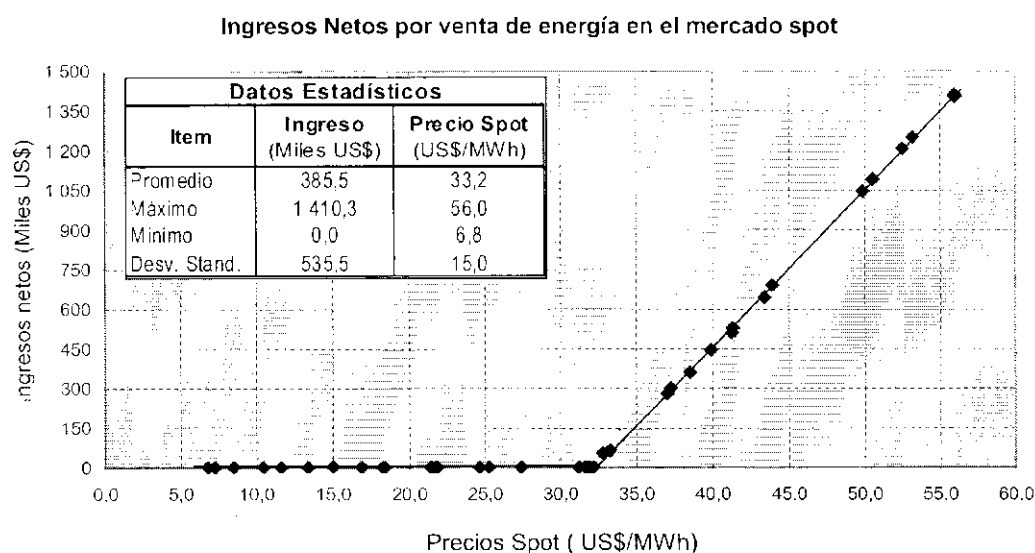
Los ingresos mensuales son calculados de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Ingreso Neto} = E_t \cdot S_t - E_t \cdot C_{va}$$

El siguiente gráfico ilustra cómo el generador obtiene ingresos, en condiciones normales, únicamente si el precio spot es superior al  $C_{va}$  (32 US\$/MWh).

<sup>25</sup> La Empresa tomada para este caso fue EEP SA, empresa con 4 unidades a gas natural cuya potencia efectiva total es de 145,9 MW.

Gráfico 4.4: Ganancia de la empresa termoeléctrica



Fuente: Elaboración propia

Los datos demuestran la alta volatilidad en los ingresos de la empresa. Para determinar cuando esta volatilidad se convierte en riesgo para el generador, es necesario considerar todos los costos en los cuales incurre la empresa<sup>27</sup>. El siguiente cuadro indica los costos fijos de la empresa, tomados de los estados financieros del año 2001.

Cuadro 4.1: Costos fijos de la empresa termoeléctrica

Rubros	Miles US\$/año
Peajes	0
Comercialización	483
Administración	1 565
Gastos Financieros	1 925
<b>Total</b>	<b>3 973</b>
<b>Total Miles US\$/mes</b>	<b>331</b>

Fuente: Elaboración propia

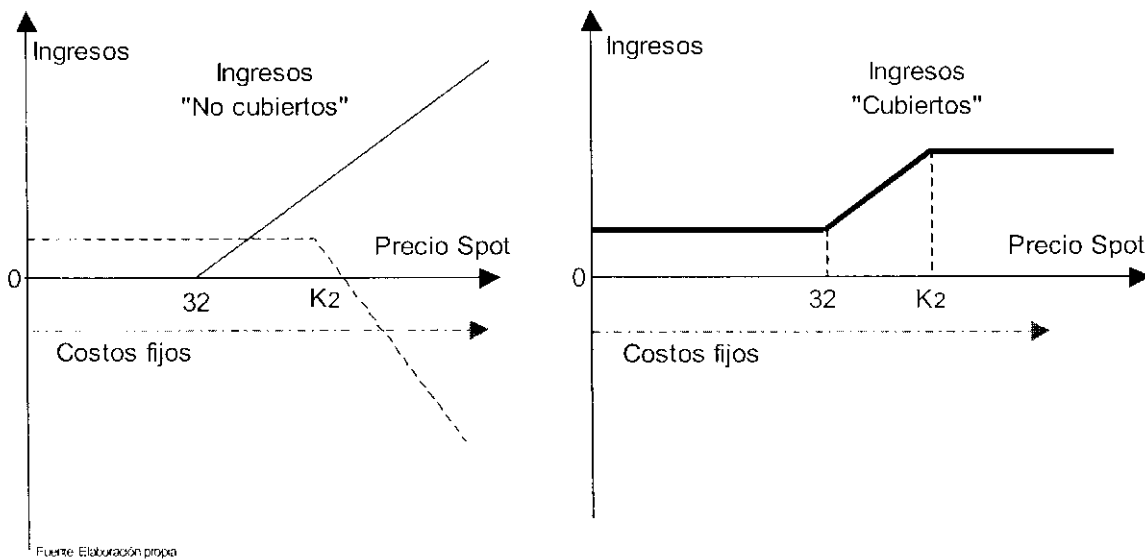
Considerando ahora los costos fijos y de acuerdo al Gráfico 4.4, el generador obtendría utilidades siempre y cuando el precio spot promedio sea mayor a 37.5 US\$/MWh. Sin embargo, el escenario más indeseado para el generador es cuando el precio spot es

<sup>26</sup> No ha sido posible contar con datos de los contratos al mercado regulado y mercado libre de esta empresa.

<sup>27</sup> Cuando el precio es el mínimo, si la empresa vendiera su producción, obtendría pérdidas importantes; sin embargo, sus ingresos son nulos por que no opera; no obstante, deben asumirse los costos fijos, por lo que en la práctica hay pérdidas.

inferior a 32 ctv US\$/kWh ya que no obtiene ingreso alguno para cubrir sus costos fijos. Por tanto, la cobertura a realizar debe otorgar ingresos, aún cuando no genere, a costa eso sí, de disminuir ganancias cuando el precio spot es elevado. El siguiente gráfico muestra la estrategia a seguir<sup>28</sup>.

**Gráfico 4.5: Estrategia de cobertura propuesta para una empresa termoeléctrica**



La estrategia de cobertura propuesta puede efectuarse vendiendo E (GWh) mediante opciones Call con un precio de ejercicio  $K_2$ . La función de ingresos de la empresa cubierta será:

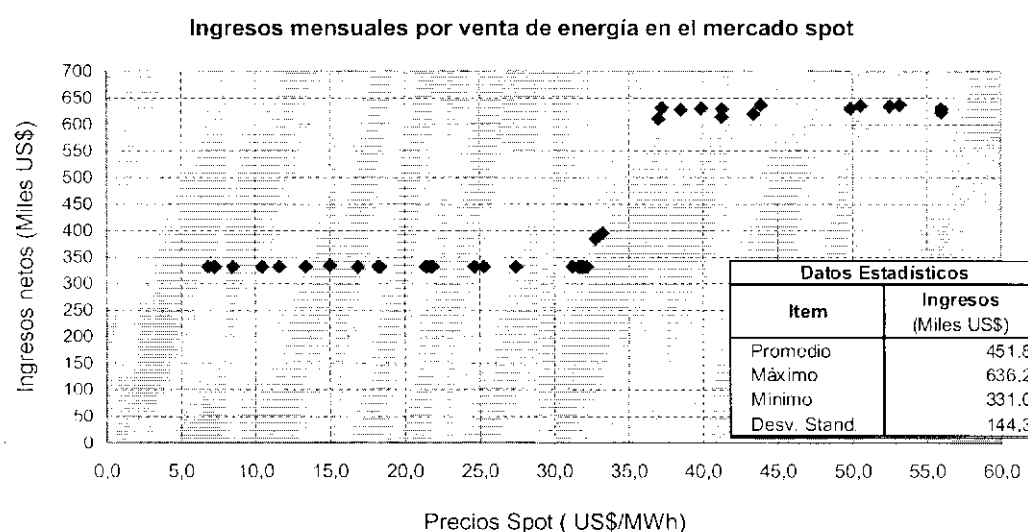
$$\text{Ingresos} = X_t \cdot (S_t - C_{va}) - \text{Máx} (S_t - K_2; 0) \cdot E + c \cdot E$$

Para realizar esta transacción es necesario determinar el precio de ejercicio ( $K_2$ ) y la energía a vender (E).  $K_2$  se determinó del Gráfico 4.4 como el precio a partir del cual, las ganancias de la empresa son superiores a los costos fijos, obteniéndose  $K_2=37,5$  US\$/MWh. La energía comprometida en la opción, se obtuvo de la pendiente de la curva de ingresos de la empresa, encontrándose un valor de  $E=6,018$  GWh.

<sup>28</sup> La figura de la derecha corresponde al perfil de la cobertura resultante de la combinación de la venta de energía al mercado spot y la venta de Calls.

La valoración de la Opción Call se realizó mediante el método de Black-Scholes, sobre la base de la volatilidad de los precios spot y una tasa libre de riesgo de CDs del BCR a 6 meses (3.5%). El siguiente gráfico muestra la función de ganancia de la firma cubierta.

**Gráfico 4.6: Ganancias mensuales con cobertura**



Fuente: Elaboración propia

Los parámetros estadísticos asociados a los ingresos coberturados del generador muestra cómo la utilización de instrumentos derivados permite al generador cubrirse del riesgo de obtener ganancias cero mensual, elevando la ganancia mínima a 331 miles US\$/mes, pero limitando la ganancia a sólo 636,2 miles US\$/mes. También se debe destacar que el promedio de los ingresos se incrementa y la desviación estándar disminuye, con lo cual, existe una mejora en los ingresos con la cobertura, al tener como resultado un menor riesgo y una mayor rentabilidad esperada.

## 5 PLANTEAMIENTOS PARA USAR DERIVADOS EN EL MERCADO ELECTRICO PERUANO

En el capítulo anterior se revisaron los inconvenientes que presenta el mercado eléctrico peruano para la incorporación de instrumentos derivados en la política comercial de cada uno de los agentes del mercado spot. Una revisión de estos inconvenientes revela que

éstos son producto de las debilidades existentes en el mercado de contratos, las cuales se traducen en una falta de eficiencia económica. Las modificaciones al mercado spot deben entonces apuntar a superar estas debilidades con el fin de alcanzar mayores niveles de eficiencia en el sector. La utilización de instrumentos derivados como parte de la política contractual debe ser el reflejo de la madurez alcanzada por el mercado eficiente; como una solución a la necesidad de contratos más sofisticados que permitan cubrir de manera efectiva los riesgos a que se enfrentan los agentes y aprovechar las posibilidades de especulación de acuerdo al grado de aversión al riesgo de cada agente.

### **5.1 Debilidades del mercado de contratos**

Un contrato de suministro entre generador y cliente libre, se debe a los beneficios que obtienen cada una de las partes al acordar el contrato (ahorro en costos de transacción y la transferencia de riesgo). Por tanto, el desempeño del mercado de contratos debe ser analizado en virtud de las ventajas que las partes obtienen en comparación a la alternativa de participar en el mercado spot.

Por otro lado, las compensaciones por el uso de las redes de transmisión y distribución son reguladas por el OSINERG. Sin embargo, el acceso a redes no está bien definido, al no existir normas claras en este aspecto. En consecuencia, en la actualidad, muchos contratos son implícitamente también, contratos que permiten el acceso y uso de la red. Debido a este doble rol de los contratos actuales y al no existir un mercado spot abierto para consumidores y comercializadores, el mercado de contratos en el sistema eléctrico peruano, evidencia la incapacidad de reflejar en los precios de los contratos el verdadero costo de producir energía, debido al impacto que significa en la determinación del precio de la energía el eventual poder de negociación que pudiese exhibir alguna de las partes. Esta debilidad trae como consecuencia en algunos casos altos costos de generación.

Por otra parte, si bien los contratos utilizados en la actualidad permiten a los clientes libres fijar el precio de la energía, es incorrecto decir que los contratos utilizados en el sector eléctrico peruano cumplan, para el caso particular de los clientes libres, una función de

cobertura o eliminación de riesgo, ya que éstos no están nunca expuestos al riesgo asociado a variaciones de precios. Para el caso de las empresas de generación, los contratos utilizados en la actualidad efectivamente cumplen una función de cobertura ante las variaciones que presenta el precio spot, pero es cuestionable la efectividad de esta consideración, que en realidad representa una práctica común en el mercado, que los contratos estipulen un precio constante para un horizonte de tiempo considerable (1 año, 2 ó 5 años, por ejemplo), mientras que una cobertura efectiva requiere de una estrategia dinámica donde el precio del contrato sea ajustado de acuerdo a las nuevas expectativas del precio futuro.

## **5.2 Modificación del marco regulatorio**

De acuerdo al actual esquema de contratos descrito, la principal modificación que se plantea en este trabajo, corresponde a la creación de un mercado spot abierto para los clientes libres y comercializadores. Esto eliminaría en gran parte las distorsiones en los precios de la energía producida por procesos de negociación necesarios en la actualidad para obtener el suministro eléctrico. El mercado spot pasaría a ser la instancia obligada por donde los integrantes del COES-SINAC compren (vendan) la energía efectivamente consumida (producida) a precio spot cada hora. Esta obligación de pasar por el mercado spot para adquirir energía no excluye que los clientes libres acuerden contratos bilaterales con empresas eléctricas.

Por otra parte, la incorporación de clientes libres y comercializadores al COES-SINAC se reflejaría en una atenuación de las asimetrías de información entre los distintos agentes del mercado que existe en la actualidad. Como se señaló anteriormente, las empresas de generación que actualmente integran el COES-SINAC disponen de una mayor cantidad de información, datos históricos y estimaciones de los factores que determinan los precios esperados a futuro tales como: precios spot históricos, precios de combustibles, cota de embalses, costos variables de operación de las unidades de generación, volumen de afluentes de los embalses, etc. Esta asimetría existente en la actualidad le otorga una ventaja a los integrantes del COES-SINAC a la hora de determinar el precio de la energía

para un contrato de suministro.

De acuerdo a la teoría económica y suponiendo que el parque generador está permanentemente optimizado frente a la demanda, la tarificación de la energía a costo marginal (precio spot) otorga una mayor eficiencia desde el punto de vista económico. Entonces, si desde el punto de vista global del sistema eléctrico, la tarificación a costo marginal es eficiente; sin embargo, desde el punto de vista de las empresas puede resultar inconveniente debido a la alta volatilidad que exhibe esta señal, lo cual trae como consecuencia la exposición a riesgo financiero asociado a la variación del precio. Es en estas condiciones donde irrumpen los contratos para realizar gestión de riesgo.

### **5.2.1 Modificaciones para desarrollar un mercado spot abierto**

Es posible desarrollar un mercado spot abierto a todos los agentes, sin modificar la metodología de cálculo de los precios spot y método de despacho, considerando al precio spot y a la generación de cada empresa como variables exógenas para cada uno de los agentes que conforman el mercado. Debido a que el COES-SINAC es un organismo que realiza las funciones de operador de mercado y operador de sistema es posible afirmar que las modificaciones afectarían únicamente a la gestión comercial del mercado mayorista.

Las modificaciones a la operación comercial del COES-SINAC pretenden convertir a éste, en su rol de operador de mercado mayorista, en un "centro de transferencias" donde se calculen y realicen las transferencias monetarias que resulten de la operación económica del sistema. Para alcanzar este objetivo es necesario modificar la Ley de Concesiones Eléctricas. Los cambios indispensables a realizar serían:

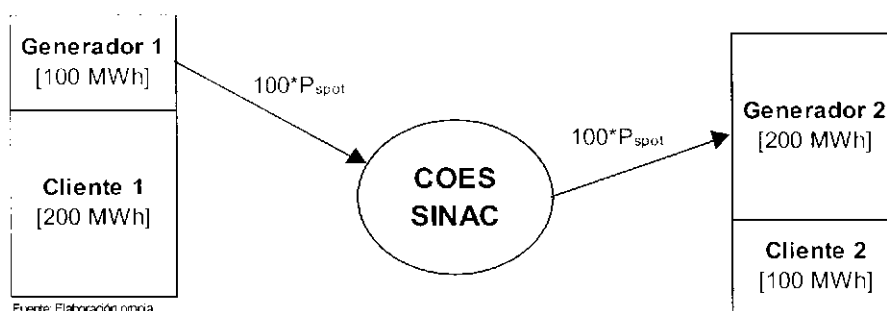
- Eliminar el acceso restringido al mercado spot para los clientes libres y empresas de distribución, eliminando de esta manera la firma de un contrato con las empresas de generación como la única manera de obtener el suministro eléctrico. Esto se lograría extendiendo la operación del mercado spot actual, a grandes consumidores y comercializadores, incorporándolos como integrantes del COES-SINAC.



- Redefinir la función del COES-SINAC de “calcular y valorizar los intercambios de energía entre generadores” por “calcular y valorizar los intercambios de energía entre sus integrantes”. La idea principal es que todo integrante de este nuevo COES que retire energía que no esté comprometida con algún tipo de contrato, debe pagar por ella al COES-SINAC a precio spot para que éste distribuya el dinero entre las unidades que han participado en la generación de dicha energía.

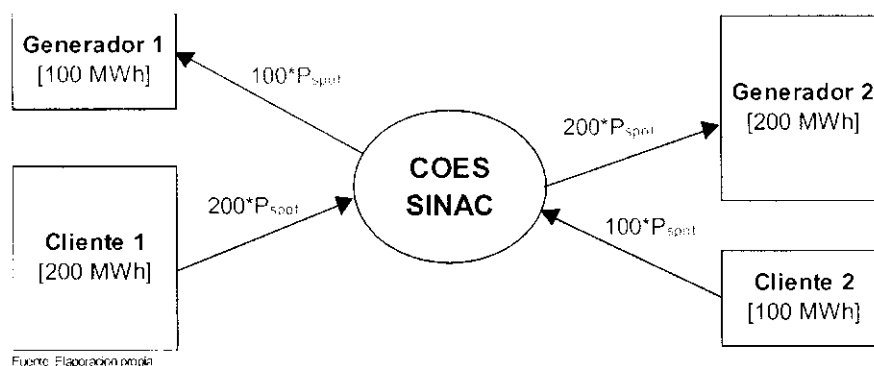
La propuesta de modificación del mercado spot para que los clientes libres puedan accederlo puede explicarse a través de un ejemplo simple. Sea el caso de un sistema de dos generadores y dos clientes libres, donde el cliente 1 tiene contrato con el generador 1 y el cliente 2 con el generador 2. En la situación actual del mercado eléctrico peruano, el COES-SINAC registra la generación de cada empresa y el consumo de cada uno de los clientes de las empresas y calcula las transferencias de energía entre las empresas deficitarias y las excedentarias, valorizando al precio spot. En el ejemplo mostrado en el siguiente gráfico, el generador 1 resulta ser deficitario en 100MW y por tanto, debe pagar  $100 * P_{spot}$  al generador 2 a través del COES-SINAC. Las flechas muestran la dirección de los flujos monetarios.

**Gráfico 5.1: Flujos monetarios en el mercado spot actual**



La modificación propuesta requiere que el COES-SINAC lleve una contabilidad por separado del consumo de cada cliente libre, esto le permitiría recolectar el pago de cada cliente para distribuirlos a los generadores de acuerdo a lo generado por cada uno. El siguiente gráfico muestra lo señalado.

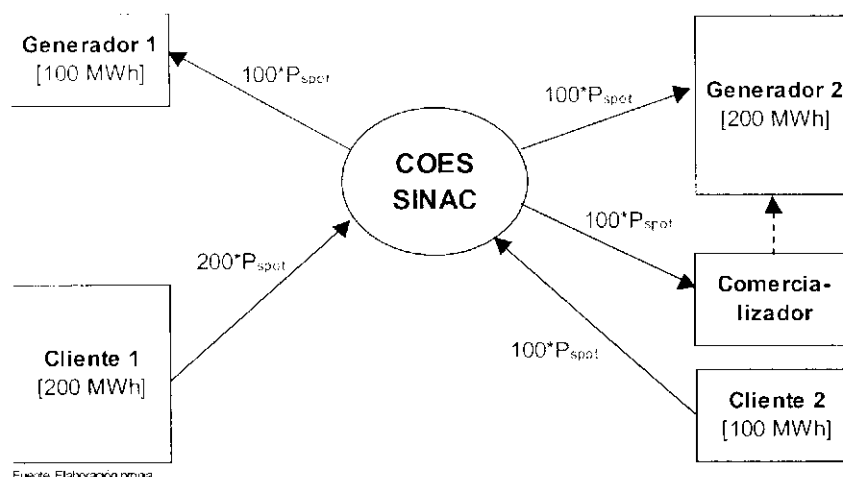
**Gráfico 5.2: Flujos monetarios en el mercado spot con acceso a clientes**



En este nuevo esquema, si alguno de los clientes estuviera incómodo comprando a un precio volátil como es el precio spot, siempre tiene la posibilidad de acordar un contrato con alguna empresa de generación y operar tal como muestra en el Gráfico 5.1. Al respecto, se debe recalcar que la modificación propuesta no requiere la modificación de la metodología de determinación del precio spot, únicamente se modificaría el mercado de transferencias de energía entre los integrantes del COES-SINAC, precisamente por la extensión del acceso al mercado spot, a otros agentes del mercado.

La incorporación de comercializadores en este nuevo esquema es casi inmediata, ya que el negocio del comercializador está en comprar (vender) energía a precio spot y vender (comprar) a precio negociado a través de un contrato. En el caso que el comercializador compre energía en el mercado spot, la transacción es idéntica a la que realizaría un cliente libre. Por otro lado, en el caso de que el comercializador venda energía en el mercado spot, ésta debe provenir de un contrato bilateral con una empresa de generación que le otorgue al comercializador el derecho de recibir los ingresos producto de la generación de energía. Este último caso, en el ejemplo podría ilustrarse cuando el comercializador adquiere el derecho de vender 100 MWh producidos por el generador 2 en el mercado spot. El siguiente gráfico muestra lo indicado, donde la flecha con líneas entrecortadas corresponde al pago que realiza el comercializador al generador 2 producto del acuerdo privado entre ambos.

**Gráfico 5.3: Flujos monetarios en el mercado spot con acceso a clientes y comercializadores**



### 5.2.2 Consecuencia de las modificaciones a la estructura del mercado

La eventual incorporación de clientes libres y empresas comercializadores en el mercado spot acarrea consigo la necesidad de tratar nuevas problemáticas asociadas a la modificación propuesta. Los principales problemas a solucionar serían:

- El acceso abierto a las redes de transmisión y distribución debe ser reforzado, al no estar bien definidas los procedimientos de acceso a los mismos. La elaboración de una norma clara acerca del acceso a las redes aumentará el nivel de competencia en el sector permitiendo, sobre todo, a los generadores y comercializadores poder suministrar a clientes libres ubicados en el área de concesión de las empresas de distribución, clientes que a la fecha se ven forzados a comprar energía a las empresas de distribución.
- Los requisitos para integrar el COES-SINAC. Hasta ahora se ha citado con cierta soltura que los clientes libres y comercializadores tengan acceso al mercado spot. Un análisis con mayor detención muestra lo peligroso de esta aseveración. Debido a que el comportamiento de un cliente libre en el mercado spot se basaría en pagar al COES-SINAC a precio spot por los retiros de energía realizados, no es difícil de aventurar los problemas de no pago que podrían ocurrir por la incorporación al COES-

SINAC de agentes poco solventes desde el punto de vista financiero. Existe el incentivo perverso de no pago por parte del cliente libre, si se considera que los pagos en el mercado spot se hacen con posterioridad a la entrega de la energía que ha sido retirada por el consumidor. Debido a lo anterior, es necesario establecer un conjunto de exigencias y protocolos a fin de garantizar la capacidad de respaldo financiero a todo cliente y comercializador que desee participar en el mercado spot propuesto. Es probable que estas restricciones lleven a una situación donde sólo grandes clientes y empresas de comercialización puedan ser integrantes del COES-SINAC.

- Otro problema que se origina al eliminar la obligatoriedad que los clientes establezcan un contrato con su suministrador, es que estos contratos incluyen en la actualidad cláusulas por inversiones específicas asociadas a una mayor confiabilidad del suministro eléctrico. En el nuevo escenario propuesto, el cobro por los requerimientos de mayor confiabilidad debe estar estandarizado y regulado por el ente regulador a fin de que no sea un factor que genere incertidumbre, sino debe ser predecible y especificado al momento en que el usuario postule a integrar el COES-SINAC.

Una forma de solucionar los inconvenientes producidos por la necesidad de corroborar la solvencia crediticia de los postulantes a integrar el COES-SINAC, podría ser creando un "Contrato de acceso al COES-SINAC" el cual regule las condiciones que debe cumplir un integrante del COES-SINAC para participar en el mercado spot<sup>29</sup>.

### **5.3 El nuevo mercado spot y la introducción de instrumentos derivados**

De acuerdo a las experiencias de reestructuración del mercado mundial del petróleo y del mercado de gas natural en Estado Unidos, la creación de un mercado spot abierto a todos los potenciales participantes es uno de los principales requisitos previos para la utilización de instrumentos financieros derivados y la creación de un mercado organizado

---

<sup>29</sup> Los clientes libres que no cumplan los requisitos para participar en forma directa en el mercado spot, siempre tendrían la opción de hacerlo a través de un comercializador.

de derivados. En ambos casos, la apertura del mercado trajo como consecuencia la aparición, en orden secuencial, de consultores que presten asesorías a los usuarios para determinar su política comercial, brokers (pagados por comisión) que representen a los usuarios y comercializadores que, a diferencia del broker, transan energía a título propio. En ambos casos, el negocio de comercialización fue tan atractivo que trajo como consecuencia la creación por parte de empresas generadores, transmisoras, distribuidoras e instituciones financieras de empresas filiales encargadas de aprovechar el nuevo negocio.

Es en este contexto donde empieza el uso intensivo de instrumentos derivados para realizar una gestión del riesgo efectiva y como instrumento de especulación debido al alto leverage<sup>30</sup> que poseen este tipo de instrumentos.

La aparición de un mercado organizado de instrumentos derivados sería consecuencia de haber alcanzado un grado de madurez en la utilización de instrumentos derivados en las transacciones comerciales privadas que ocurren en el sector eléctrico. El principal aporte de la creación de un mercado de futuros, en comparación a la utilización de contratos derivados negociados en forma privada, es que los precios futuros establecidos en él pasan a constituir la principal fuente de información para todos los agentes del mercado.

Las modificaciones sobre el mercado spot, planteadas en el presente trabajo, tienen la finalidad de convertir al COES-SINAC, dentro de su rol de operador de mercado mayorista, en un “*centro de transferencias*” donde se calculen y realicen las transferencias monetarias producto de la operación económica del sistema. Esta transformación requiere la implementación de una infraestructura de comunicaciones entre el COES-SINAC y los distintos participantes de este mercado que podría ser utilizada posteriormente para que el propio COES-SINAC maneje un mercado organizado de derivados.

---

<sup>30</sup> Capacidad de obtener grandes ganancias con poca inversión inicial

## CONCLUSIONES

Los planteamientos propuestos, que resultan del análisis efectuado, no buscan desarrollar las condiciones óptimas para la incorporación de instrumentos derivados en forma masiva, la idea subyacente es alcanzar mayores niveles de eficiencia en el corto y mediano plazo. La utilización de instrumentos derivados es la consecuencia natural de un proceso que se inicia con la apertura del mercado a la mayor cantidad de agentes y continúa con la aparición de consultores y comercializadores. Es en este contexto donde comienza el uso intensivo de instrumentos derivados ya sea como herramienta de gestión de riesgo o como instrumento de especulación.

El establecimiento de un mercado de energía organizado tiene por objeto alcanzar, mediante el establecimiento de la competencia en el sector, el óptimo social. En este sentido, en general la liberalización de las transacciones entre los agentes trae consigo una serie de riesgos que son asumidos por cada uno de los ellos y manejados de acuerdo a su grado de aversión. Uno de los riesgos que enfrentan los agentes es el riesgo de mercado, el cual no puede ser diversificado mediante la creación de portafolios de inversión. Las variables que determinan este riesgo varían de acuerdo al modelo de organización del mercado. En el caso Peruano, las variables relevantes para una empresa de generación es el precio spot, cuya volatilidad y el riesgo asociado a éste originan el riesgo precio; y la incertidumbre en la energía a generar, la cual da origen al riesgo de cantidad, cuyo origen se remite al mecanismo centralizado de despacho efectuado por el COES-SINAC, el cual es independiente de los contratos bilaterales de suministro.

La identificación de las fuentes de riesgos y la alta volatilidad de las ganancias que pueden generar, justifica el estudio de herramientas de cobertura que limiten el riesgo de mercado. Si bien los instrumentos derivados no son las únicas herramientas que pueden brindar cobertura, la no-linealidad en la función de las ganancias de las empresas de generación hace que la utilización de opciones sea la alternativa natural para realizar coberturas.

No obstante la eficacia mostrada por estos instrumentos en transferir el riesgo, del análisis realizado al nivel de contratos vigentes en el mercado eléctrico peruano, se concluye que el diseño actual impide la utilización de contratos en forma masiva, siendo el principal obstáculo el que los clientes libres y comercializadores no puedan comprar energía en el mercado spot. Asimismo, las empresas de generación no poseen incentivo alguno para vender energía a precio spot, prefiriendo vender a través de contratos de suministro de mediano y largo plazo, que aunado a la asimetría de información existente, dan lugar a que se produzcan prácticas anticompetitivas en la negociación de contratos.

Las contribuciones de esta tesis puede clasificarse en dos aspectos:

La primera contribución corresponde al análisis realizado de los obstáculos presentes en el mercado eléctrico peruano, actualmente regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, que impiden alcanzar un mayor nivel de eficiencia económica y cómo la creación de un mercado spot abierto a todos los agentes del mercado resolvería muchas de esas deficiencias. Este análisis, llega a la conclusión de que el hecho de que los consumidores finales y comercializadores no tengan acceso al mercado spot, y al no existir normas claras sobre el acceso a las redes de transporte dan lugar a que se produzcan comportamientos que difieren notablemente al esperado en un mercado competitivo. La creación de un mercado spot abierto a un gran número de potenciales participantes, resulta como la solución a las distorsiones provocadas por el poder de negociación que se observa por parte de los generadores. Asimismo, la tesis contribuye en la identificación de los nuevos problemas que traería consigo la apertura del mercado spot a otros agentes, los cuales deben ser resueltos previamente para que el mercado pueda operar de manera eficiente.

La segunda contribución del presente trabajo resulta de análisis efectuado a los incentivos que tienen en la actualidad los generadores y clientes libres para utilizar instrumentos derivados como parte de su política comercial, el cual llega a la conclusión de que la utilización de instrumentos derivados es una alternativa atractiva únicamente para las transacciones entre generadores.

## BIBLIOGRAFIA

La siguiente lista corresponde a la bibliografía empleada para la elaboración de la Tesis:

- [1] Alvarado, Fernando & Rajaraman, Rajesh; “**Managing Transmission Risk: The theory of Spatial Hedging and Arbitrage**”; *PSEER Report; N° 27*; Noviembre 1998.
- [2] Fabozzi, Frank & Modigliani, Franco; ***Mercados en Instituciones Financieras***; México; Prentice-Hall Inc.; 1996.
- [3] Herbst, Anthony; ***Commodity Futures – Markets, Methods of Analysis, and Management of Risk***; United States of America; John Wiley & Sons, Inc.; 1986.
- [4] Hull, John; ***Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones***; España; Prentice-Hall Inc.; 1996.
- [5] Hunt, Sally & Shuttleworth; ***Competition and Choice in Electricity***; United States of America; John Wiley & Sons, Inc.; 1996.
- [6] Ineichen, Alexander; ***Global Equity Research, 20<sup>th</sup> Century Volatility***; United States of America; Warburg Dillon Read; 1999.
- [7] Jorion, Phillippe; ***Valor en Riesgo***; México D.F.; Limusa S.A.; 2002
- [8] Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. Decreto Ley N° 25844, Noviembre 1992.
- [9] Scheweppe, Fred; ***Spot Pricing of Electricity***; United States of America; Massachusetts Institute of Technology; 1987.
- [10] Steven, Stoff; ***What Should a Power Marketer Want?***; United States of America, University of California Energy Institute; 1997.



## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**MODELOS PARA DISEÑAR LOS**  
**MERCADOS ELÉCTRICOS**

## A1. EL MERCADO ELECTRICO

La energía eléctrica es la capacidad para producir trabajo en un determinado instante, generada por la separación o movimiento de los electrones que forman los átomos. Es energía secundaria que resulta de la transformación de fuentes primarias tales como: el carbón, petróleo, gas natural, energía hidráulica, nuclear, entre otros. El tipo de fuente primaria da lugar a la tecnología a emplear en la generación eléctrica. Así tenemos la generación hidroeléctrica, cuyo fundamento es la energía potencial de una caída de agua debido al desnivel topográfico y; la generación termoeléctrica, cuyo fundamento se basa en el principio termodinámico según el cual un motor térmico puede producir trabajo teniendo como fuente primaria por ejemplo un combustible fósil.

Estas fuentes primarias por lo general se encuentran distantes de los centros de consumo, por lo que es necesario transportar la energía eléctrica generada ya sea por la central termoeléctrica o hidroeléctrica (actividad de generación) mediante líneas de transmisión (sistema de transmisión<sup>1</sup>), para luego distribuir las en el ámbito de usuarios finales (sistema de distribución<sup>2</sup>).

De lo descrito, el costo de abastecer la electricidad al usuario final, incorpora los costos de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización<sup>3</sup>.

Por otro lado, cabe señalar que la mayoría de los commodities, se compran y se venden a precios monómicos, los mismos que son lo suficientemente elevados, en promedio, para cubrir los costos fijos y variables incurridos al producirlos. Sin embargo para la electricidad, es generalizado definir dos diferentes commodities – la energía que es producida desde una fuente primaria, y la capacidad para convertir dicha fuente primaria

---

<sup>1</sup> La transmisión de energía eléctrica se efectúa a niveles elevados de tensión fundamentalmente por razones de reducción de pérdidas de energía. En el Perú, son calificadas como instalaciones de transmisión, aquellas cuyos niveles de tensión son mayores a 30 mil Voltios (30 kV)

<sup>2</sup> Los sistemas de distribución en el Perú son aquellas instalaciones con tensiones menores a 30 kV.

<sup>3</sup> Se debe señalar que estos costos incorporan las particularidades propias de cada tramo tales como la hidrología, programación de mantenimiento, precio de los combustibles, la congestión en las líneas de transmisión, etc.

en energía eléctrica – cada uno con su propio precio y mercado. Esta diferencia fundamentalmente está relacionada con la particularidad de que la energía eléctrica no es posible de almacenar, por lo menos en forma económica y menos en grandes cantidades. Esto ocasiona que ésta debe ser consumida al mismo tiempo que es producida. Por tanto, al definir el pago por la capacidad de producirla, se garantiza la reserva de capacidad necesaria para abastecer la demanda instantánea.

Las actividades involucradas en la provisión de energía – específicamente la generación, transmisión y distribución – presentan características de monopolio natural en diferente grado. Sin embargo, se reconoce la posibilidad de introducir competencia en la actividad de generación y extender los beneficios de la misma hacia el resto del sector, por lo que se puede decir que la competencia en el negocio eléctrico está basada en la competencia en la generación. Al mismo tiempo, en la experiencia internacional reciente<sup>4</sup>, se aprecia la introducción de mecanismos competitivos en la actividad de comercialización.

A fin de fomentar la competencia en la generación, se ha visto por conveniente que es posible y deseable que la energía eléctrica deba ser separada comercialmente del transporte<sup>5</sup>. Para que esto ocurra se requiere entre otros aspectos: un sistema de coordinación del sistema de transmisión con las plantas de generación interconectadas, un mecanismo de despacho de las plantas de generación<sup>6</sup>, un procedimiento para coordinar el mantenimiento y expansión del sistema de transmisión.

Desde el punto de vista de la competencia existen varias formas o modelos de estructurar el negocio eléctrico, entre ellos se tiene:

---

<sup>4</sup> Mercados eléctricos de Colombia, Inglaterra y Gales, Noruega y Estados Unidos.

<sup>5</sup> Durante mucho tiempo, se había asumido que la electricidad y la entrega de la misma eran inevitablemente inseparables, y por esto existía la necesidad de controlar la producción y el transporte, resultando automáticamente en una “integración vertical”; es decir la generación, transmisión y distribución fueron integrados dentro de una misma empresa. El término transporte en el presente trabajo involucra tanto la transmisión como la distribución.

<sup>6</sup> El término “Despacho” en el presente trabajo, adopta la definición utilizada por los ingenieros de sistema eléctricos de potencia para representar la función de asignar a cada unidad de generación, una determinada carga de forma tal que el conjunto de unidades en operación, de parque de generación, satisfaga la demanda eléctrica del sistema eléctrico considerado, en el instante o periodo determinado, bajo ciertas condiciones de generación.

- Modelo Monopolio en todos los niveles. En este modelo no existe competencia en la generación, ninguno tiene elección para suministrar energía eléctrica. Una única empresa monopólica controla la producción y el transporte del mismo.
- Modelo Agente del comprador. Este modelo permite que un solo comprador, el agente comprador, elija de un número de diferentes generadores propulsar la competencia en la generación. El acceso al transporte no está permitido para las ventas a consumidores finales, por que es el agente comprador quien tiene el monopolio sobre esta actividad.
- Modelo de Competencia mayorista. Este modelo permite a los distribuidores comprar directamente del productor y entregar utilizando las redes de transmisión. Existe acceso libre sobre las redes de transmisión, pero los distribuidores aún mantienen monopolio sobre los consumidores finales.
- Modelo de competencia de comercialización minorista. Este modelo permite a todos los consumidores finales elegir su suministrador. Existe acceso abierto al uso de las redes de transmisión y distribución. La distribución (entrega de energía) es separada de la actividad de comercialización y esta última, en este modelo, es una actividad competitiva.

En el Perú el modelo usado para estructurar el sector eléctrico corresponde al tercer modelo descrito anteriormente. En tal sentido, a continuación se hace hincapié sobre este tema.

## **A2. MODELOS DE OPERADOR DE UN MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

El principal fundamento en el cual se basa la actividad competitiva de los mercados eléctricos es la existencia de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica. Una de las condiciones para la existencia de un mercado mayorista de electricidad es la coordinación entre los diversos agentes: Generadores, transmisores, distribuidores y

consumidores, requeridos para realizar el suministro de energía. Aunque cada sistema eléctrico desarrolla su modelo de coordinación de acuerdo a sus requerimientos particulares, es posible distinguir dos modelos de organización de un mercado eléctrico y corresponden a dos paradigmas o dos formas de entender el mercado de la electricidad. *El Modelo Bilateral y el Modelo Pool.*

### **A2.1. Modelo Bilateral o modelo ISO-PX**

Este modelo, utilizado en el sistema eléctrico de California – EEUU, entrega *la Operación Física* del sistema (balance oferta-demanda en tiempo real, provisión de servicios complementarios, operación del sistema de transmisión y administración de las tarifas del mismo) a un *Operador Independiente del Sistema* o ISO<sup>7</sup>.

La *Operación económica* es dejada a los propios agentes del sistema. Existe una Bolsa de Energía o PX<sup>8</sup>, la cual opera como un organismo sin fines de lucro y posee la responsabilidad de proveer una instancia, con acceso abierto y no discriminatorio, donde generadores y consumidores, en forma anónima, compran y vendan energía eléctrica con fecha de entrega en un futuro inmediato. Las transacciones en el PX se realizan mediante un mecanismo de ofertas, tanto de compra como de venta, los cuales ofrecen un precio de acuerdo al nivel de energía. Una vez recibidas las ofertas, el PX construye las curvas de oferta y demanda y luego calzarlas, obteniéndose de esta manera las empresas de generación que entran en servicio, la cantidad que producirán y el precio spot del sistema. Asimismo, con esta información se elabora un programa de despacho el cual es enviado al ISO para que realice la verificación de la factibilidad de éste, considerando las eventuales restricciones de transmisión. Un aspecto importante que no debe dejarse de señalar es que los generadores y clientes no están obligados a transar en el PX. Existe la opción de firmar *Contratos Bilaterales Físicos*, los cuales permiten que unidades de generación entren en operación para abastecer directamente a sus clientes. Los

---

<sup>7</sup> ISO proviene de la denominación en el Inglés: Independen System Operator.

<sup>8</sup> PX proviene de la denominación en el Inglés: Power Exchange

contratos bilaterales físicos en un modelo ISO-PX, a la luz de la experiencia, son relevantes, llegando inclusive a relegar al PX a una labor de mercado residual. En el caso del sistema eléctrico californiano, se estima que alrededor del 80% de la energía producida es transada a través de contratos bilaterales.

### **A2.2. Modelo Pool**

Este modelo de operación de mercado confía a un único organismo, el Pool, las funciones de operador del sistema y operador del mercado spot; es decir, el Pool es el organismo encargado de realizar la operación económica y coordinar la operación física del sistema eléctrico.

En este modelo, la operación física de las unidades de generación está subordinada al despacho realizado por el Pool al determinar los precios spot. Los generadores son despachados siempre y cuando el precio ofertado por cada uno de ellos sea inferior al precio spot. Los contratos bilaterales entre empresas de generación y clientes son contratos financieros, ya que la energía requerida por el cliente será suministrada por las empresas que fueron despachadas por el Pool. En caso que la empresa generadora propietaria del contrato no entrase en servicio, ésta deberá recompensar a las empresas que suministraron energía a su cliente, pagando la energía a precio spot. El mercado eléctrico peruano está organizado de acuerdo a este modelo, donde el COES-SINAC es el Pool.

**ANEXO B**  
**CONTRATOS EN EL SECTOR**  
**ELECTRICO**



## B1. CONTRATOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Un contrato de venta es una institución jurídica definida como un acuerdo entre dos personas legales en el cual una de las partes acuerda entregar un producto o servicio a la otra, especificando ciertas condiciones y en retorno de una cierta cantidad de dinero (o de otro producto o servicio). Para el caso específico del sector eléctrico, los contratos son necesarios para establecer relaciones comerciales entre los diversos participantes del sector. En teoría, el vendedor y comprador podrían acordar las condiciones de venta al momento de entrega, sin la necesidad de comprometerse por adelantado firmando un contrato<sup>9</sup>. Debido a que ninguna de las partes está obligada a firmar contratos, la utilización de contratos se debe a los beneficios que obtienen cada una de las partes. Estos beneficios pueden clasificarse en tres tipos:

- a) Ahorros en costos de transacción: La firma de un contrato de venta de energía permite reducir los costos de transacción (costos de negociar, ejecutar y obligar los pagos que surgirían si las compras se negociaran cada vez que un consumidor deseara retirar energía de la red). Los contratos permiten reducir los costos de transacción al estandarizar las condiciones especificadas en el contrato. Al respecto Sally Hunt<sup>10</sup> señala que *“(..) la estandarización es beneficiosa cuando los costos de estandarizar los términos son menores al costo de negociar condiciones diferentes para cada transacción individual.”*
- b) Transferencia de riesgo: Los contratos, además de reducir costos predecibles tales como los costos de transacción, son utilizados para manejar el riesgo. Aunque las empresas se ven enfrentadas cotidianamente a diferentes tipos de riesgo, es particularmente importante el riesgo de mercado, el cual se define como riesgo asociado a la empresa que no es diversificable mediante la creación de portafolios de

---

<sup>9</sup> Véase la referencia bibliográfica [5].

<sup>10</sup> Página 94 de la referencia bibliográfica [5].

inversión, su origen se debe a contingencias que afectan al mercado en sí.

La utilización de contratos permite transferir el riesgo de mercado a un tercero, siempre y cuando exista un beneficio en esta operación el cual puede producirse cuando el tercero esté dispuesto a cargar con el riesgo o cuando el tercero tiene mayor control sobre la fuente de riesgo, lo cual es conocido como transferencia de riesgo y diversificación de riesgo, respectivamente.

- c) **Provisión de incentivos:** A diferencia del caso anterior donde la incertidumbre afecta a ambas partes involucradas en la transacción, las asimetrías de información se traducen en incertidumbre para una de las partes (el principal) lo que puede provocar que la parte que posee mayor información sobre la fuente de riesgo (el agente) pueda sacar provecho de la asimetría. La utilización de contratos permite asegurar al principal que el comportamiento del agente será eficiente especificando los incentivos para que el agente se comporte de la manera deseada, manejando los riesgos de manera eficiente de modo de obtener un resultado satisfactorio para el principal. Esto en la práctica, puede efectuarse diseñando un contrato que garantice que la estructura de pagos coloque los riesgos exógenos y de contraparte en una posición desventajosa, frente a los incentivos a un comportamiento eficiente del agente. Es decir, al separar los efectos atribuibles a factores exógenos de los efectos que resultan del comportamiento del agente, el agente paga el costo adicional de cualquier comportamiento ineficiente, de modo que éste tiene un incentivo a actuar en forma eficiente; y los sobrecostos debido a riesgos exógenos son compartidos por el agente y el principal de un modo apropiado.

### **B1.1. Tipos de contratos en el sector eléctrico**

En la actualidad la energía eléctrica es comercializada a través de diversos tipos de contratos, los cuales pueden ser clasificados de acuerdo a:

- a) Tiempo de entrega del producto

De acuerdo a esta clasificación es posible distinguir las *transacciones spot*, que corresponden a ventas para entrega inmediata, y que el precio cobrado por el activo corresponde al precio de mercado del activo en el momento que se realizó la transacción.

Por otro lado los *Contratos Forwards, opciones y futuros*, a diferencia de los contratos spot, fijan las condiciones (precio, cantidad y fecha de entrega) con las cuales se realizará la entrega del producto en el tiempo futuro determinado.

#### b) Condiciones de entrega

Los contratos spot, Futuros y Forwards son acuerdos que comprometen la entrega (retiro) de una cantidad determinada del producto en un lugar y tiempo determinado. Las opciones son contratos que entregan a su poseedor el derecho, pero no la obligación, de hacer efectiva la entrega bajo las condiciones especificadas en el mismo.

#### c) Método fijado para la entrega: Contratos financieros

Un contrato convencional especifica la entrega física del producto, en el lugar y momento determinados en el contrato por parte del vendedor a cambio de una cantidad de dinero, dentro de estos se puede encontrar la mayoría de contratos Forwards, contratos futuros y opciones. También existe la posibilidad de no realizar la entrega física del producto y crear un contrato en que se entregue el valor neto del producto en el momento de entrega (o el precio de mercado del producto). En este caso los contratos pasan a ser un instrumento puramente financiero, ya que únicamente se produce un intercambio de dinero entre quienes firman el contrato, dentro de éstos encontramos los Swaps o los contratos por diferencias<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Los contratos por diferencias son una variante de los contratos Swap, los cuales son más convenientes por que son establecidos entregando el valor neto del producto vendido, en vez de entregar el producto mismo.

**ANEXO C**  
**MERCADO ELÉCTRICO PERUANO**

## C1. ANALISIS DEL MERCADO ELECTRICO PERUANO

### C1.1 Descripción general

El mercado eléctrico peruano es un mercado organizado que se rige por el principio de garantía del suministro<sup>12</sup>. La Ley de Concesiones Eléctricas, la misma que promueve el desarrollo del sector eléctrico peruano sobre la base de la participación del sector privado y la competencia, separa las actividades de generación, transmisión y distribución en unidades de negocio diferentes; aun cuando se encuentren conectadas eléctricamente entre sí, formando parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"). El SEIN comprende un conjunto de instalaciones que se extiende desde el departamento de Tumbes en el norte hasta el departamento de Tacna por el sur.

La capacidad efectiva actual del SEIN es de 4 379 MW; de los cuales 2 601MW son de origen hidroeléctrico y 1 778MW termoeléctrico. La demanda para el año 2001 fue 2 793MW, cifra ligeramente superior a la oferta hidroeléctrica. Sin embargo, se observa que existe una sobre oferta de 56,8% mayoritariamente termoeléctrica.

**Cuadro C.1: Potencia Efectiva (MW) por Empresa en el SEIN**

Empresa	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Total	% Participación	Propietario
Edegel	739	264	1 003	23%	Privado
Electroperú	842	18	860	20%	Estatal
Egenor	352	183	535	12%	Privado
Enersur	0	360	360	8%	Privado
Egasa	170	150	320	7%	Proceso Priv.
Electroandes	174	0	174	4%	Privado
Otras	324	803	1 127	26%	Mixto
<b>TOTAL</b>	<b>2 601</b>	<b>1 778</b>	<b>4 379</b>	<b>100%</b>	
% Participación	59%	41%	100%		
Demanda SEIN para el año 2001 ( MW )			2 793		
<b>Sobre Oferta</b>			<b>56,8%</b>		

Fuente: OSINERG

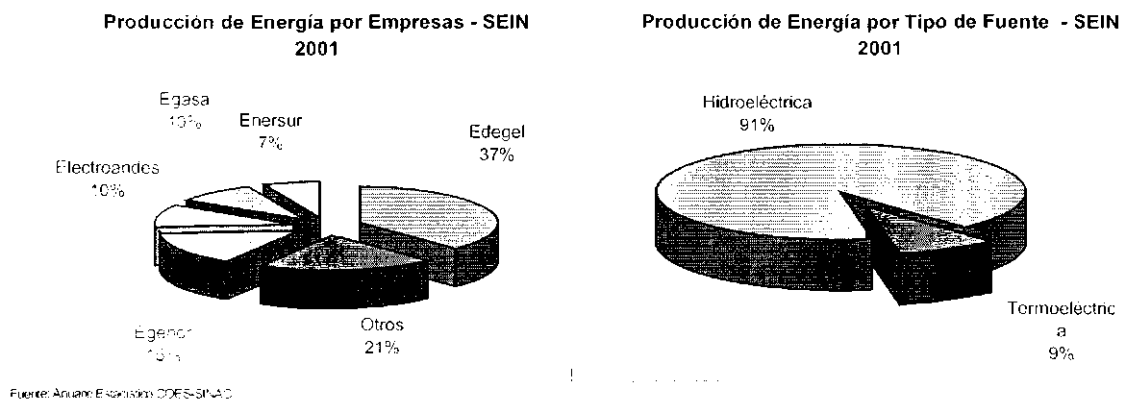
En cuanto a la capacidad efectiva, la empresa generadora más grande del país es

<sup>12</sup> El COES-SINAC opera el sistema minimizando el costo global actualizado de la operación y falla, preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico.

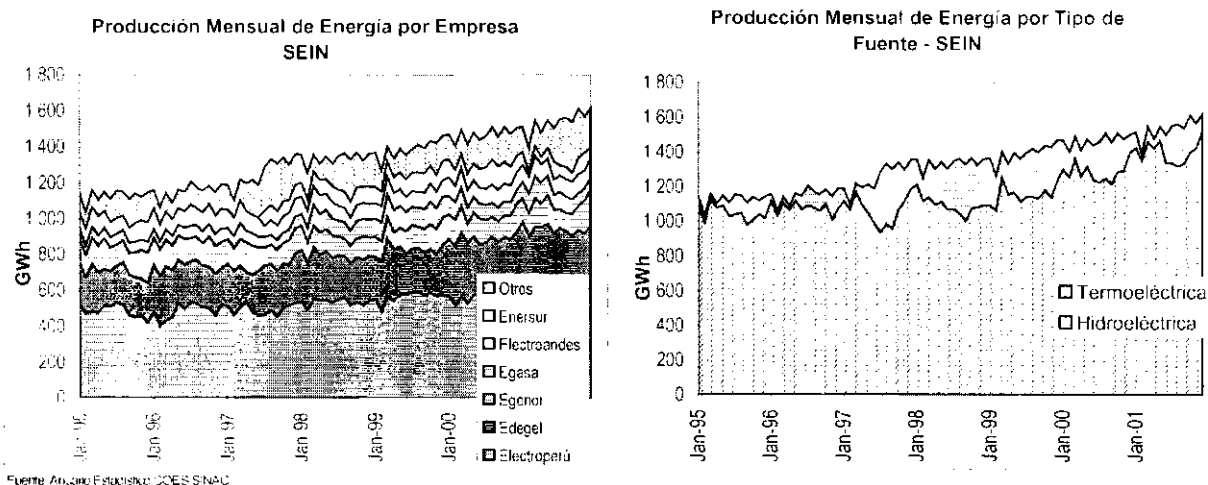
Edegel, que posee el 23% de la capacidad total del SEIN; le sigue en importancia la empresa estatal Electroperú con un 20%, Egenor con 8%, seguido por Egasa con 7% y Electroandes con 4%. Las otras empresas están integradas por Egemsa, San Gabán, Eepsa, Cahua, Termoselva, Egesur, Etevensa y Shougesa. De éstos, sólo las dos primeras se encuentran administrados por el Estado.

Con relación al tipo de fuente en la generación eléctrica, dadas las características y ventajas hidrológicas del país, la generación es fundamentalmente hidroeléctrica cuya participación alcanza el 91% de la producción total, mientras que sólo el restante 9% es de origen termoeléctrico. En el Gráfico C.1 se aprecia la participación en la generación de energía en el año 2001, por empresa y por tipo de fuente.

**Gráfico C.1: Participación en la producción de energía eléctrica - 2001**



Los aportes de energía en el SEIN dependen de las características pluviométricas del año. En años húmedos, cuando el recurso hídrico es abundante, la generación hidroeléctrica puede alcanzar a un 93% como en el año 1996, pero en un año seco, la generación térmica puede llegar a un 18% como ocurrió en el año 1998. La participación en el tiempo según el tipo de generación se puede apreciar en el siguiente esquema.

**Gráfico C.2: Generación de energía eléctrica por tipo de fuente**

Con relación a la demanda, en el año 2001 se han registrado más de 3 millones de usuarios regulados y tan sólo 232 clientes libres.

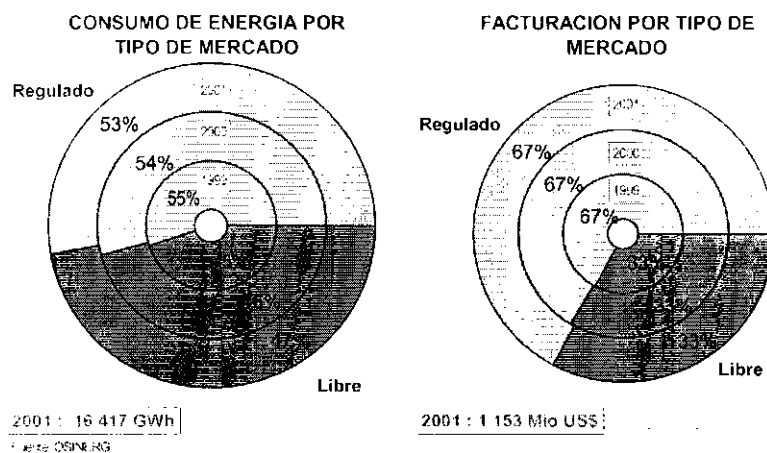
**Cuadro C.2: Número de clientes por tipo de mercado**

Años	N° Clientes			%
	Libres	Regulados	Total	
1997	207	2 958 978	2959185	0,007%
1998	211	3 052 274	3052485	0,007%
1999	226	3 216 822	3217048	0,007%
2000	231	3 378 363	3378594	0,007%
2001	232	3 452 451	3452683	0,007%

Fuente: CSINFERG

Por nivel de consumo, estos 232 clientes libres tienen una participación del 47% del total de ventas registrado en el año 2001 y es restante 53% fueron ventas al mercado regulado. Asimismo, en el ámbito de facturación por ventas de energía, los clientes libres tienen una participación del 33% del total facturado en el SEIN. El siguiente gráfico muestra lo indicado.

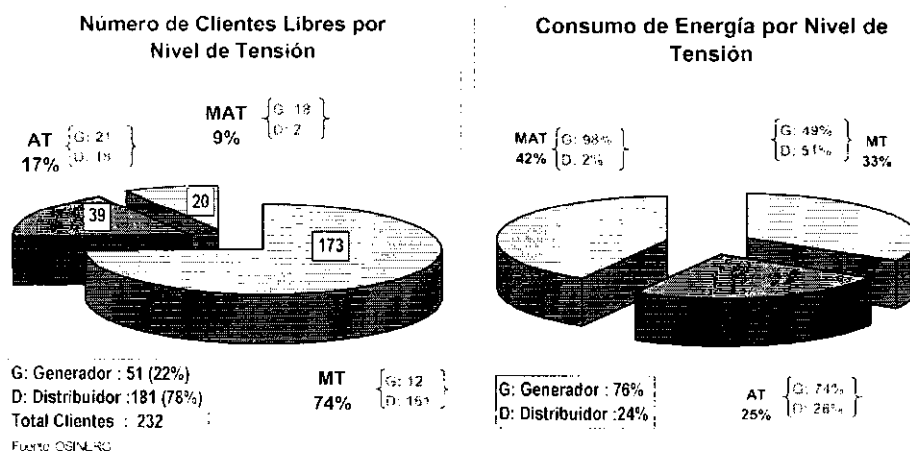
**Gráfico C.3: Participación en consumo y facturación**



De los resultados mostrados, se observa que los clientes libres son usuarios intensivos en el uso de energía eléctrica y tienen un papel determinante en el comportamiento de la demanda y los precios de la electricidad, por lo que es importante destacar las características más resaltantes de este mercado

- El 74% del total de clientes libres del SEIN (173 clientes) tienen contratos de suministro en media tensión, de ellos 161 clientes se encuentran en áreas de concesión y abastecidos por las empresas de distribución. Luego, 39 clientes son abastecidos en alta tensión y sólo 20 clientes en muy alta tensión.

**Gráfico C.4: Participación por nivel de tensión - 2001**



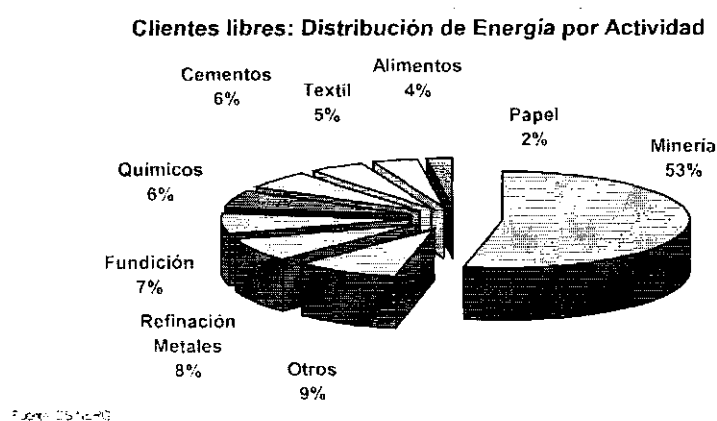
También se puede notar que la mayor parte de los clientes libres de muy alta tensión



es suministrada por empresas de generación, mientras que los clientes de media tensión son abastecidos principalmente por las empresas de distribución. Lo cual implica que a medida en que bajan los niveles de tensión, la participación de las empresas de generación como proveedores de suministro eléctrico a los clientes libres disminuye con respecto a las empresas distribuidoras.

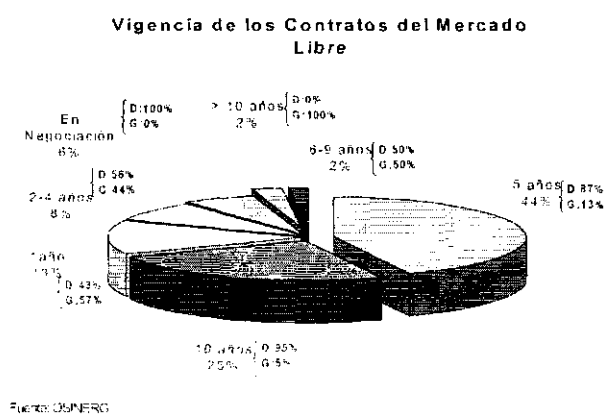
- En la distribución de los consumos de la energía de los clientes libres resalta que más de la mitad corresponde a empresas mineras, seguido de refinación de metales, fundición, etc. El siguiente gráfico muestra lo señalado.

**Gráfico C.5: Energía consumida por tipo de actividad - 2001**



- En el ámbito de contratos, el 44% de los contratos vigentes al año 2000 tienen una vigencia de 5 años, el 25% a 10 años. El siguiente gráfico muestra lo señalado.

**Gráfico C.6: Duración de los contratos de suministro eléctrico - 2000**



## **C1.2. Agentes económicos y mercados**

El marco legal define a los diferentes actores económicos y los mercados en que interactúan. Por el lado de la oferta, están agrupados en generadores, transmisores y distribuidores. Por el lado de la demanda se distingue entre Usuarios Regulados y Usuarios Libres. Los primeros son los que tienen un consumo de potencia menor a 1 MW y se localizan dentro de una determinada área de concesión, donde, la provisión del servicio por parte del distribuidor se realiza a un precio regulado; los segundos superan este límite de consumo y pueden ser abastecidos por generadores o distribuidores con quienes negocian libremente los precios del servicio.

El mercado organizado de la generación se estructura, simplificada, de la siguiente manera. Existe un Comité de Operación Económica del Sistema (COES-SINAC) integrada únicamente por los titulares de generación<sup>13</sup>, que efectúa el despacho centralizado teniendo en cuenta la operación económica y seguridad en el abastecimiento de la energía al SEIN (operador del sistema) y a la vez realiza la labor de Operador del Mercado, gestionando el mercado mayorista de electricidad.

La valorización de las transferencias de energía entre generadores se efectúa de acuerdo a los costos marginales horarios (precios spot), los mismos que representan los precios spot de este mercado mayorista, medidos en la subestación en que se ha realizado la transferencia. La volatilidad de estos precios spot, hacen de este mercado altamente variable para sus integrantes. En esta parte es preciso señalar que el COES-SINAC actúa en forma impositiva, instruyendo a cada generador cómo operar sus centrales, y realizando las transferencias de energía a ese mismo precio.

En el caso de un cliente libre<sup>14</sup>, la situación es desfavorable ya que, debido a la inexistencia de un mercado spot de energía abierto a todos los participantes, éstos sólo

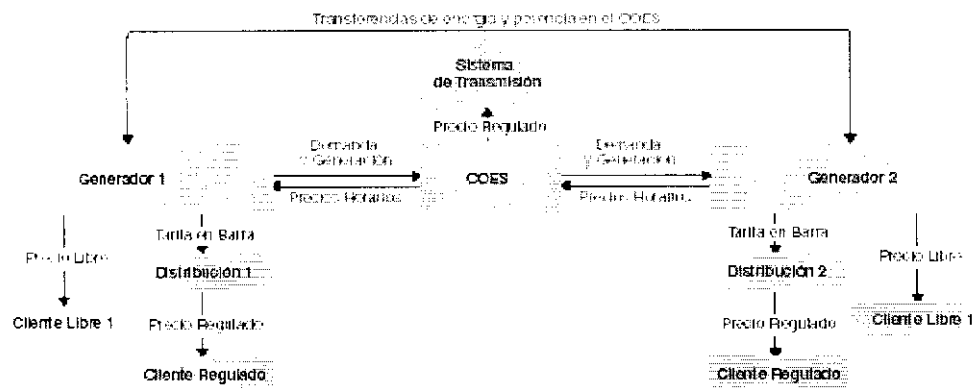
---

<sup>13</sup> Los consumidores finales y comercializadores no tienen acceso a este mercado.

<sup>14</sup> Cabe destacar que a la fecha existen 232 clientes libres cuyo consumo representa el 47% de la energía total consumida en el SEIN.

tienen acceso a suscribir un contrato con un generador o distribuidor. Esto presenta una desventaja con relación a su suministrador al no poder decidir qué porción de su demanda de energía comprometer mediante un contrato y cuánto comprar a precio spot. Si bien es cierto que un cliente libre puede negociar el contrato con quien más le convenga, el consumidor queda atado al contrato, siendo la única variable manejable, la cantidad de energía a consumir. El Gráfico C.7 describe las transacciones existentes entre los diferentes agentes económicos del mercado eléctrico.

**Gráfico C.7: Transferencias entre los diferentes agentes del mercado**



Fuente: Comisión de Energía

## **NOTA BIOGRÁFICA**

Riquel Ernés Mitma Ramírez, nació en Huamanga, Departamento de Ayacucho el 1 de marzo de 1972. Ingeniero Electricista (CIP N° 60671) egresado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería.

Se ha desempeñado en el área de venta de equipos eléctricos en Vainstein Ingenieros S.A.; asimismo, ha sido Gerente General de la empresa EDEPROI E.I.R.L. habiendo participado en varios proyectos importantes relacionados con la ingeniería eléctrica.

En la actualidad integra el staff de especialistas en tarifas eléctricas de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG

A nivel académico participa en el desarrollo de trabajos de investigación relacionados con mercados eléctricos con el Grupo de Investigación de Sistemas de Potencia de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería.

Ha publicado el "Diccionario Pluritécnico" herramienta para la traducción Inglés –español de aspectos técnicos relacionados a la ingeniería eléctrica, electrónica, mecánica y biomédica.