

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“ANÁLISIS DE RIESGO EN EL NEGOCIO
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

SHARO ROSAMEL ESCOBAR ZAPATA

PROMOCIÓN 2001 – II

LIMA – PERÚ

2003

Expreso mi agradecimiento a todas las personas que de alguna manera u otra brindaron su colaboración para la elaboración de este trabajo, y en especial a mi Asesor por su apoyo incondicional con su experiencia, conocimientos y paciencia.

**ANÁLISIS DE RIESGO EN EL NEGOCIO
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

SUMARIO

En el mercado de energía peruano, de cuya operación está a cargo el COES, las empresas generadoras no pueden definir su participación, ya que la determinación del programa de despacho se realiza basándose en la operación económica y confiable del sistema. Ante la incertidumbre que tienen las empresas generadoras de si sus unidades serán o no convocados a operar, estas procuran comprometer su producción de energía a través de contratos de venta a empresas distribuidoras y/o clientes libres, a fin de reducir el riesgo en el despacho de carga, y así asegurar la obtención de un adecuado margen de ganancia. Es por tal motivo que las empresas deben determinar cuánto de energía y a qué precio vender a través de contratos, teniendo en cuenta la volatilidad que presentan los precios en el mercado spot, en función al comportamiento de determinadas variables aleatorias que introducen incertidumbres en la determinación de este valor, como son la demanda, la oferta de generación, el precio de los combustibles, la hidrología, entre otras.

En este trabajo se hace un análisis de estas variables, y en función a su impacto en los costos marginales (o precios spot) se determina que la aleatoriedad de la hidrología es la que introduce mayor incertidumbre en su comportamiento. Como resultado se desarrolla un modelo computacional, que basándose en técnicas estadísticas, y tomando a la hidrología como parámetro generador de posibles escenarios, determinar el nivel de riesgo al que se enfrenta una empresa generadora cuando desea establecer contratos para la comercialización de su producción.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivo	5
1.3 Alcances	5
1.4 Metodología	6
CAPÍTULO II	
EL MERCADO ELÉCTRICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	8
2.1 Mercados de energía	8
2.1.1 Organización de los mercados de energía	10
2.2 Características del sector eléctrico peruano	12
2.2.1 El marco regulatorio – premisas y objetivos de la Ley	13
2.2.2 Política de precios	16
2.2.3 Coordinación de la operación del sistema	18
2.3 El mercado peruano de generación	20
2.3.1 Transacciones comerciales	21
2.4 Sistema de contratos	28
2.4.1 Contratos en el sector eléctrico peruano	29

2.4.2	Condiciones de suministro	31
2.5	El negocio de generación	33
2.5.1	Transacciones en el COES	33
2.5.2	Valorización de las transferencias de energía	35
2.5.3	Valorización de las transferencias de potencia	40
2.5.4	Costos de transporte	43
2.5.5	Determinación del margen comercial	45

CAPÍTULO III

RIESGO EN EL NEGOCIO DE GENERACIÓN 49

3.1.	Concepto de riesgo	49
3.1.1	Riesgo y rentabilidad	50
3.1.2	Desviación estándar como una medida del riesgo	51
3.1.3	Diversificación del riesgo	52
3.1.4	Teoría de portafolio	53
3.2.	Riesgo en el negocio de generación eléctrica	54
3.2.1	Riesgo de mercado	55
3.2.2	Riesgo de planta	59
3.3	Incidencia de los riesgos en el mercado peruano	60
3.3.1	Riesgo de precio	61

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL MODELO DEL CÁLCULO DE RIESGO

EN EL NEGOCIO DE GENERACIÓN 73

4.1.	Método de cálculo del riesgo	73
------	------------------------------	----

4.1.1	Generación de escenarios	74
4.1.2	Simulación de la operación	75
4.1.3	Proceso de optimización	76
4.1.4	Evaluación comercial	77
4.2.	Simulación de los costos marginales – Modelo PERSEO	78
4.3.	Determinación del volumen óptimo de contratación	80
4.4.	Determinación del precio mínimo de venta	83
4.5.	Implementación del modelo	86
4.5.1	Modelo PERSEOMOD	87
4.5.2	Modelo de evaluación del margen comercial	87
CAPÍTULO V		
APLICACIÓN DEL MODELO		91
5.1.	Consideraciones generales	91
5.1.1	Escenarios considerados	92
5.2	Análisis de los resultados	93
CONCLUSIONES		103
ANEXO A		
REVISIÓN DE CONCEPTOS ESTADÍSTICOS		107
BIBLIOGRAFÍA		109

PRÓLOGO

En este trabajo se desarrolla un análisis del riesgo que se presenta en el negocio de generación eléctrica como consecuencia de su desarrollo dentro de un entorno competitivo, en el que la volatilidad de los precios spot y la falta de certeza en la entrada al programa de despacho de carga de las unidades generadoras origina la necesidad de considerar como alternativa la participación en el mercado de contratos, para así asegurar la obtención de un adecuado margen de ganancia.

El trabajo contempla el estudio de la influencia que tienen determinadas variables aleatorias en el resultado operacional de la comercialización de una empresa generadora, y en función a ello, el desarrollo de un modelo computacional que aplica el criterio de análisis del valor esperado y su varianza para la evaluación del riesgo.

En el capítulo 1 se definen los objetivos que persigue el trabajo y los lineamientos a los que se ciñe.

En el capítulo 2 se describe la forma en que opera el mercado eléctrico peruano de generación, sus reglas y cómo se desarrollan las transacciones comerciales de energía. El objetivo es definir cuál es el negocio en generación eléctrica dentro del marco normativo peruano.

En el capítulo 3 se revisa el concepto de riesgo y la forma cómo medirlo. Se identifican los tipos de riesgo que existen en el negocio de generación eléctrica y se

determina cuáles de ellos son los que tienen mayor impacto en la comercialización. El objetivo es identificar el problema y delimitarlo a un entorno en el cuál sea más fácil su análisis.

En el capítulo 4 se explica el fundamento en que se basa el método de evaluación de riesgo para un generador, empleado en esta tesis. Se revisa el modelo de simulación de costos marginales (PERSEO), el cuál sirve para obtener los costos marginales, que a su vez son utilizados como parte de los datos de entrada en la simulación. También se describe en qué consiste el modelo computacional desarrollado.

En el capítulo 5 se realiza la aplicación del modelo a una empresa generadora, seguido de la evaluación de los resultados obtenidos.

Por último, se desarrollan las conclusiones a las que se han llegado con este trabajo.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

En los últimos años se dio inicio a un proceso de reforma del sector eléctrico a nivel mundial, trayendo consigo el establecimiento de una nueva estructura, basada en que la energía eléctrica podía ser comercializada como cualquier otro producto, sujeta a las leyes del mercado, en procura de la eficiencia económica. Como consecuencia surgió la formación de mercados de energía, en los cuales se establecían condiciones de libre competencia, para las actividades que pudiesen desarrollarse dentro de este entorno, y caracterizado por la participación de un gran número de vendedores y compradores.

El Perú no se mantuvo ajeno a estos cambios. En 1992 se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece las bases para la reestructuración del sector energético. Se elimina el monopolio estatal y se separan las actividades del sector en generación, transmisión y distribución, estableciéndose reglas características para cada una de ellas, además de darse inicio al proceso de privatización de las empresas eléctricas.

De este modo la actividad de generación eléctrica se encuentra en un nuevo contexto, con inversiones de capital privado y bajo las reglas del mercado (oferta y demanda). La comercialización de la producción se puede realizar a través de bolsas de energía o de contratos bilaterales directos con los clientes, surgiendo diversas

opciones de participación en el mercado (regulado¹, libre o spot). El incremento de estas oportunidades trae consigo la aparición de incertidumbres y riesgos, los cuales pueden estar asociados tanto a la producción de energía como a la comercialización de la misma.

Los riesgos de producción (o de planta) se refieren a la disponibilidad de las unidades generadoras y a la probabilidad que ocurran contingencias que le impidan operar. Los riesgos de mercado están relacionados a la forma en que se decide la participación en el mercado, es decir, vender en el mercado regulado, libre, spot o la combinación de los tres y a qué precio. El riesgo que enfrenta un generador es inevitable.

Ante esta situación, una empresa generadora desea maximizar sus beneficios, pero teniendo en cuenta los efectos de riesgo que puedan afectar su rentabilidad, razón por la cual debe buscar la combinación adecuada entre riesgo y rentabilidad esperada. Para esto debe definir la forma en que participa en el mercado, por lo que debe contar con instrumentos que le permitan decidir cuál es la política comercial a seguir.

Esta tesis realiza un estudio de cómo puede una empresa de generación enfrentar esta situación de incertidumbre en la comercialización de la energía y formular un modelo para analizar el riesgo a través del estudio del comportamiento de la desviación del margen de ganancia para diferentes combinaciones de precios y cantidades de energía comprometida para ser vendida.

¹ Cuando se dice regulado se hace referencia a la venta dirigida a empresas distribuidoras con el fin de abastecer a clientes regulados.

1.2 Objetivo

El objetivo de la presente tesis es realizar un análisis que permita entender el negocio de generación eléctrica en el Perú, e identificar los riesgos que enfrenta una empresa generadora como consecuencia de comercializar en un entorno competitivo. Como complemento se desarrolla un modelo computacional que permite evaluar el nivel de riesgo al que se encuentra sometida la empresa. Este modelo permite determinar dos parámetros:

- El volumen óptimo de contratación de energía que se debe asegurar en el mercado libre para disminuir la exposición al riesgo de pérdidas por parte de la empresa ante cualquier precio ofrecido.
- El precio óptimo al cual se debe ofertar la venta de energía, dado los volúmenes de contratación.

Con estos parámetros la empresa generadora puede determinar el nivel de riesgo que corre cuando desea obtener un determinado margen de ganancia, el cual se encuentra en función de ambos parámetros.

1.3 Alcances

Dentro de los alcances se contempla:

- Descripción de la forma en que opera el mercado eléctrico peruano de generación, sus reglas y cómo se desarrollan las transacciones comerciales de energía, teniendo como objetivo el definir cuál es el negocio en generación.
- La revisión del concepto de riesgo y la forma de medirlo, identificando los tipos de riesgo que existen en el negocio de generación eléctrica y la

determinación de cuáles de ellos son los que tienen mayor impacto en la comercialización.

- La definición de una metodología para realizar la evaluación del nivel de riesgo al que se somete una empresa, que posteriormente se implementa en un modelo computacional que facilite la realización del análisis. Este modelo se apoya en los resultados que arroje el modelo PERSEO de la simulación de la operación del sistema nacional.
- El desarrollo de un caso de aplicación y el análisis respectivo de los resultados que se obtienen.

1.4 Metodología

La metodología seguida para la elaboración de este trabajo consta de dos puntos principales. En primer lugar, el estudio del mercado eléctrico de generación en el Perú orientado a conocer su funcionamiento e identificar los riesgos asociados al negocio de generación. El otro punto es la elaboración de un modelo computacional que permita evaluar el nivel de riesgo de una empresa generadora para diferentes horizontes de tiempo.

Para el primer caso, se recopiló y revisó toda la información bibliográfica referida a la forma en que opera el mercado de generación en el Perú y cuáles son los riesgos a los que puede verse enfrentado. Además de la información obtenida a través de entrevistas realizadas a diversas personas involucradas en este tema. Para la cuantificación de riesgo se revisó bibliografía sobre ingeniería financiera. De los riesgos identificados se determina cuáles son los más influyentes y cómo se pueden cuantificar.

El otro punto consiste en la elaboración de un modelo computacional, con el cual se evalúa el comportamiento del margen de ganancia para una empresa generadora, para diferentes combinaciones de precios y cantidades de energía comprometida en el mercado de contratos. Se utiliza el modelo PERSEO para la simulación la operación del sistema nacional, lo cual permite determinar los costos marginales del mercado para el periodo de estudio. Sobre la base de los resultados que se obtienen del modelo PERSEO se realizan las simulaciones con el modelo propuesto, obteniéndose el volumen óptimo de energía a vender y el precio mínimo de venta, realizándose el análisis de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO II

EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

2.1 Mercados de Energía

La reestructuración del sector eléctrico ha ido apuntando a la formación de nuevos mercados de energía, en los cuales la transacción de ésta se realiza como la de cualquier otro bien, que puede ser negociado entre consumidores y empresas eléctricas, dejando de lado la participación directa de los gobiernos (mercados desregulados).

En un mercado mayorista desregulado de energía estas transacciones se basan en el manejo de precios spot que varían en forma horaria. Estos precios son obtenidos a partir de la demanda de energía a una determinada hora y la variación horaria de los costos y capacidades de generación, transmisión y distribución con las que se cuenta a esa hora.

El establecimiento de estos nuevos mercados se ha ido dando en forma paulatina en gran parte de los países, cada uno con características particulares en la forma de organización de los agentes participantes. Sin embargo las funciones realizadas y los objetivos perseguidos, en esencia, son los mismos. Entre los objetivos se encuentra la búsqueda del establecimiento de nuevos esquemas regulatorios basados en principios de equidad, transparencia y libre competencia, con mayores oportunidades de negociación tanto para las empresas como para los usuarios.

Por otro lado las funciones básicas que suelen ser desarrolladas por estos mercados son la operación física, económica y comercial del sistema. La operación física apunta a una coordinación del sistema, desde el punto de vista físico, confiable y estable. La operación económica se encuentra asociada a la búsqueda de la reducción de costos de operación del sistema en su conjunto, teniendo como objetivo la minimización de dichos costos por medio de la utilización de mecanismos de mercado al interior del sistema.

Para la operación económica existen dos tendencias en la forma de organización, una de forma *centralizada*, en la que el mercado se organiza en torno a una entidad encargada de coordinar la operación óptima del conjunto, y otra de forma *descentralizada*, en la cual son los propios agentes los que definen en forma independiente el despacho de las unidades de generación en función a compromisos de venta adquiridos.

De acuerdo a estas dos tendencias se pueden realizar dos tipos de despacho:

- Despacho económico centralizado o de toda la demanda agregada, en la cual ésta es abastecida por una oferta creciente en costos marginales de corto plazo, con total independencia de la propiedad de las máquinas que componen la oferta y de los compromisos comerciales entre oferentes y demandantes. Esta tendencia es la que se usa en países como Argentina, Chile, Bolivia, Perú y Colombia. En este esquema los contratos de venta son instrumentos financieros más que físicos.
- El Despacho descentralizado de las unidades, en función de los contratos o “compromisos comerciales”. En este caso no se asegura un despacho económico coordinado entre todos los agentes, sino que se pretende llegar a

él a través de las decisiones racionales de los oferentes que tienen los compromisos comerciales.

En ambos casos se busca la eficiencia del mercado en función al equilibrio entre la oferta y la demanda, en el que la energía demandada es valorada al costo marginal o precios spot².

En cuanto a la realización de una operación comercial, ésta se justifica ante la necesidad de buscar estrategias de comercialización, que vayan más allá de conceptos de microeconomía, en los cuales la maximización de los beneficios es el fin perseguido, sin tener en cuenta aspectos relacionados con la aleatoriedad de determinadas variables que influyen el resultado operacional. En particular, éste suele ser el caso de los sistemas hidrotérmicos, en los cuales la incertidumbre hidrológica se constituye en una variable determinante al momento de definir la operación.

2.1.1 Organización de los Mercados de Energía

Las características particulares de los procesos de reestructuración emprendidos por cada país determinaron la forma de organización que adoptarían sus mercados. Si bien estas particularidades son reflejadas en los modelos adoptados, se puede hablar de la existencia de dos tendencias que dejaron atrás al modelo de integración vertical existente. Estos dos modelos son caracterizados por la determinación de los agentes participantes y la forma en que se realiza la coordinación de la operación. Estos son el modelo Bilateral y el modelo Pool.

² El precio spot para un sistema eléctrico está dado por la derivada del costo operativo con respecto a la demanda. En términos de teoría económica representa el costo marginal de corto plazo del sistema.

Modelo Bilateral

Se basa en la idea que la eficiencia económica en el mercado se logra a través de transacciones bilaterales directas entre los participantes. La operación física del sistema se encuentra a cargo de un “operador independiente del sistema” (ISO), que además tiene la responsabilidad de administrar la tarifa de transmisión.

Existe una bolsa de energía (Power Exchange) la cual opera como corporación sin fines de lucro y tiene la responsabilidad de proveer una instancia, con acceso abierto y no discriminatorio, donde generadores y consumidores compran y venden energía a entregar en un futuro inmediato (horizonte diario). Estas transacciones se realizan mediante un mecanismo de ofertas, tanto de compra como de venta, las cuales ofrecen un precio de acuerdo al nivel de energía. Una vez recibidas las ofertas, el Power Exchange construye las curvas de oferta y demanda para cada hora del día para realizar la tasación, obteniendo de esta manera: las empresas generadoras que entran en este servicio, la cantidad de energía a generar por cada uno de ellas y el precio spot del sistema. Con esta información se elabora un programa de despacho que es enviado al ISO para que realice la verificación de la factibilidad de éste, considerando eventuales restricciones de transmisión. La operación del sistema es en forma descentralizada.

Modelo Pool

La forma de operación en este modelo es centralizada. Las funciones de operación del sistema y operador del mercado spot son confiadas a un único organismo, el Pool, que es el 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 financieros, ya que la energía requerida por el cliente será suministrada por las empresas que fueron despachadas por el Pool. En caso que la generadora propietaria del contrato no entrase en servicio, ésta deberá recompensar a las empresas que proveyeron a su cliente, pagando la energía a precio spot.

2.2 Características del Sector Eléctrico Peruano

El proceso de reestructuración del sector eléctrico peruano se da a inicios de la década del noventa, como consecuencia de la influencia de procesos similares adoptados en otros países, y de la nueva política económica establecida en el país. Uno de los aspectos que consideraba esta reforma era el cambio del rol del Estado en la prestación de los servicios públicos que hasta ese entonces estaba a su cargo, y para lo cual se habían constituidos empresas encargadas de brindar los suministros respectivos.

Dentro de esta nueva estructura se da paso al establecimiento de un sistema competitivo, en el cual se busca la eficiencia económica para promover el desarrollo del sector eléctrico. En este sentido, el ingreso de inversionistas privados se hace necesario, ya que estos tienen la capacidad de invertir en nuevos proyectos de electrificación y administrar las empresas eléctricas en forma eficiente y competitiva. Con esto se da inicio al proceso de privatización de las empresas estatales y al reordenamiento del esquema de integración de las mismas; se pasa de un sistema de

integración vertical, en el que la empresa tenía participación en generación, transmisión y distribución, a un esquema poolco centralizado, similar al adoptado en Chile, que permite establecer condiciones de libre competencia en generación y regular la transmisión y la distribución.

De este modo, el nuevo rol del Estado pasa a ser el de Regulador principalmente, promueve y otorga concesiones y subsidia costos sólo en casos críticos. Crea organismos ejecutores, como OSINERG, CTE (actualmente OSINERG-GART) y la DGE, entre otros, para fiscalizar el cumplimiento de las normas, regular la tarificación de potencia y energía eléctrica, y determinar políticas y elaborar normas para el sector, respectivamente.

Esta reforma se lleva a cabo dentro del entorno de un marco legal, el cual reúne los principios mencionados anteriormente y define la nueva política a aplicarse en el sector. Este marco legal lo da la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844), promulgada en noviembre de 1992, y su respectivo reglamento (DS N° 009-93-EM).

2.2.1 El Marco Regulatorio - Premisas y Objetivos de la Ley

El artículo 1° de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE) indica como objetivo el “normar lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica”, para esto define como premisas (art. 8° y 9° de la LCE):

- El establecimiento de un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia.
- El establecimiento de un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran.

- La Conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural nacional, así como del uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades.

Para que se den las condiciones de competencia, es necesario que existan un gran número de empresas productoras y compradoras que deben actuar en forma independiente, y que además ninguna de ellas tenga el poder suficiente de ejercer influencia en el comportamiento del mercado. Por otro lado, el ingreso y salida del mercado no debe presentar restricciones, y no debe existir diferencia entre los productos ofrecidos por las empresas.

Dado que en cierta medida el negocio de generación eléctrica se adapta a estas características, es a nivel de esta actividad en la que se introduce la competencia, teniendo en cuenta que al no ser siempre posible contar con las condiciones de competencia perfecta, se reglamenta el entorno en que se desarrolla para evitar la posible formación de monopolios o el uso indiscriminado de los recursos naturales.

Por otro lado, en transmisión y distribución se establece un régimen de regulación de precios debido a que estas actividades se desarrollan en forma de monopolios naturales. En el caso de transmisión la competencia no sería deseable, ya que no tendría sentido que se duplicaran las redes de transmisión para que las empresas transmisoras tengan la misma oportunidad de negociación. Por esto se determina el libre uso de las instalaciones de transmisión por parte de las empresas generadoras, con el respectivo pago de compensaciones por su uso. Esto además garantiza las condiciones de competencia en generación.

En el caso de distribución cada empresa ejerce una relación de monopolio con los consumidores en áreas geográficas determinadas como zona de concesión. Aquí

por ejemplo cada consumidor³ no podría negociar las condiciones de su suministro ni el precio del mismo en forma independiente, ni tampoco podría ser cliente de otra empresa de distribución, ya que implicaría que esta tuviese redes de distribución en esa zona para abastecer el suministro, es decir, como en el caso de transmisión, no puede existir duplicidad de redes de distribución.

En resumen, la LCE norma el desarrollo de las actividades del sector eléctrico y establece una política de precios para las mismas.

2.2.2 Política de Precios

La política de precios dispuesta en la LCE se establece de acuerdo a la forma en que se desarrollan las actividades de generación, transmisión y distribución. Las consideraciones que se tuvo al momento de diseñar esta política contemplan los siguientes aspectos:

- Reflejar los costos reales de producir, transmitir y distribuir eficientemente el suministro eléctrico.
- Diferenciar áreas con características de monopolio natural de aquellas en las que puede establecerse condiciones de competencia.
- Tarifación a costo marginal de corto plazo a nivel de generación.
- Precios regulados a nivel de distribución, en los que se incluya los costos de generación y transporte, más un valor adicional correspondiente al uso de las redes de distribución.
- Precios regulados para el pago del uso de los sistemas de transmisión.
- Diferenciación de clientes entre libres y regulados.

³ Referido a clientes regulados.

Todas estas consideraciones se reflejan en el esquema tarifario a través de la determinación de los precios.

Precios Regulados

La Ley establece un sistema de precios regulados en aquellas actividades que por su naturaleza lo requieran. Estos deben reflejar los costos marginales de suministro y se estructuran de modo que promuevan la eficiencia del sector (art. 8° y 42 ° de LCE).

En el artículo 43° refiere como sujetos a regulación de precios a:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES. No rige en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.
- b) Las tarifas y compensaciones a titulares de sistemas de transmisión y distribución.
- c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al servicio público de electricidad, y
- d) Ventas a usuarios del servicio público de electricidad.

Las tarifas de transmisión y distribución son reguladas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART), independientemente si corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para suministros que se realicen en condiciones de competencia.

La regulación de precios para los clientes finales se efectúa en dos etapas:

Precios a nivel Generación-Transmisión

Es el precio de venta de energía a un concesionario de distribución, destinada a abastecer el servicio público. A este precio se le denomina Precio en Barra.

Los precios en barra se establecen iguales a los costos marginales de satisfacer las demandas de potencia de punta y energía en cada uno de los puntos o barras de entrega a las redes de distribución. Esta tarifa y sus fórmulas de reajuste son fijadas semestralmente y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre.

El precio de la energía se calcula como el promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo determinados para los diferentes bloques horarios y la demanda, siendo a su vez actualizados para un periodo de 48 meses. En cuanto al precio de la potencia, se utiliza como referencia el costo unitario de la instalación de una turbina a gas.

Los ingresos provenientes de la venta de la totalidad de la demanda en punta al costo marginal de instalar unidades de punta, y de la totalidad de la demanda al costo marginal de la generación, cubren los costos de operación del sistema y producen un excedente que renta las inversiones totales de la generación.

Precio de Distribución (VAD)

El Valor Agregado de Distribución representa el costo total en que se incurre para poner a disposición del cliente la potencia y energía desde la barra equivalente de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida del cliente. Para su determinación toma como base una empresa modelo eficiente y se considera como componentes: los costos asociados al usuario, independientemente de su demanda, las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a distribución, por unidad de potencia suministrada. Este valor es fijado cada cuatro años por la GART.

Tarifa Final

La tarifa final al público corresponde a la suma de los precios en barra (generación transmisión) y de los valores agregados de distribución, estandarizándose fórmulas para las diversas opciones tarifarias que contempla el esquema tarifario.

Precios Libres

Para los suministros a grandes clientes, entendiéndose por tales a aquellos cuya potencia instalada de consumo sea superior a 1000 kW, se establecen precios libres. Son estos clientes los que tienen la capacidad de negociar las condiciones y el precio de su suministro. Es más, algunos tienen consumos de tamaño suficiente como para desarrollar, ya sea individualmente o en asociación con otros clientes, sus propias alternativas de abastecimiento.

Es importante señalar que los precios libres constituyen una referencia para la fijación de los precios de barra, como lo estipula la LCE en el art. 53° que expresa:

“Las tarifas que fija la Comisión de Tarifas de Energía no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes”.

Además, se debe considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados en la barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión y distribución de forma que permita la comparación a la que se refiere el art. 53°.

2.2.3 Coordinación de la Operación del Sistema

La LCE establece la creación organismos técnicos denominados Comité de Operación Económica del Sistema (COES) para cubrir la necesidad de coordinación

entre las empresas generadoras y de transmisión, para así garantizar el abastecimiento de la demanda bajo condiciones de eficiencia económica y seguridad. Estos comités se encuentran conformados justamente por representantes de las empresas generadoras y transmisoras que cumplan los requisitos establecidos en el art. 81° del RLCE⁴.

Hasta hace dos años en el Perú existían dos COES, uno para el Sistema Interconectado Centro Norte y otro para el Sistema Interconectado Sur. En la actualidad, con la integración de estos dos sistemas el COES ha pasado a ser un organismo único para el sistema nacional, denominado COES-SINAC.

Dentro de las funciones del COES se encuentran: la planificación de la operación del SINAC, el cálculo de los costos marginales de corto plazo de acuerdo al procedimiento que establece la Ley y su reglamento, el cálculo de la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras que pertenecen a los Integrantes, el garantizar a los Integrantes la compra o venta de energía a costo marginal de corto plazo cuando por necesidades de operación económica del SINAC se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación, entre otras.

Se debe tener en cuenta entonces que la venta de energía producida y de la potencia firme de una unidad generadora a través de los mecanismos establecidos por la Ley y su reglamento, y que corresponde aplicar al COES, constituyen la referencia básica para la comercialización.

⁴ “Cada COES estará integrado obligatoriamente por:

- a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 35% de su energía producida; y,
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.”

2.3 El Mercado Peruano de Generación

La forma como fue estructurado el mercado energético peruano ha sido y seguirá siendo preponderante en cómo se desarrolla la competencia en el sector. La adopción de un modelo de organización poolco, centralizado, en el cual sólo los generadores y transmisores tienen acceso al mercado spot, más no así los consumidores, define las premisas bajo las cuales las empresas generadoras desarrollan estrategias de comercialización que les permitirán ser competitivas en el mercado.

En este sentido, el COES desempeña una función importante como entidad encargada de la coordinación de la operación del sistema. La manera en que realiza el despacho económico de la demanda en forma agregada favorece la realización de transacciones de tipo comerciales más que tipo físicas.

En este tipo de despacho toda la demanda del sistema es concentrada (agregada), sin importar si comercialmente ella está contratada o compra a precio spot, y la oferta de generación es ordenada en forma creciente a sus costos (incluidos los costos de restricción de transporte) de tal modo que las centrales que entren a operar lo harán en este orden, hasta cubrir la demanda, con lo cual se asegura el uso racional y eficiente, logrando el equilibrio entre oferta y demanda a un precio de equilibrio dado por el costo marginal de corto plazo.

El costo marginal refleja los periodos de escasez y de abundancia de oferta de generación, obteniendo valores altos o bajos según sea el caso. Además refleja las situaciones de desabastecimiento (costo de falla) y de congestión en los sistemas de transmisión.

Para este tipo de despacho el mercado actúa financieramente y no físicamente, en cuanto a que la cantidad producida por el generador queda definida por el despacho conjunto, que por lo general difiere de la cantidad física contratada. Sin embargo, las responsabilidades contractuales de abastecimiento deben ser cumplidas, para lo cual deberá comprar energía a otra generadora que, debido al equilibrio existente entre oferta y demanda, tendrá esta cantidad de energía como excedente. La transacción se realiza según los mecanismos que se establecen en el COES para estas situaciones.

2.3.1 Transacciones Comerciales

De acuerdo al esquema impuesto en el sector eléctrico peruano, se establecen dos tipos de mercados: uno de contratos y otro de generadores (ver figura 2.1).

El Mercado de Contratos contempla dos tipos de clientes: libres y regulados. Para los clientes regulados se define un Mercado Regulado, en el cual las ventas de energía y potencia se encuentran destinadas a abastecer el servicio público, siendo los precios fijados por la OSINERG-GART⁵. Para el caso de clientes libres, se define un *Mercado Libre* (o de clientes libres) en el que se establecen contratos de venta de energía y potencia a clientes finales, cuyos suministros son mayores a 1000 kW, siendo el precio y las condiciones del abastecimiento pactados entre ambas partes.

Sin embargo estas transacciones se realizan fuera del COES, ya que dentro de él sólo pueden comercializar los representantes de las generadoras. En otras palabras

⁵ En este caso la venta se hace a las empresas de distribución y son estas las encargadas de brindar el suministro a los clientes regulados (servicio público). Es en este sentido que las empresas generadoras no tienen clientes regulados, pero si participan indirectamente en este mercado dado que la ley establece que el precio de venta de energía y potencia destinado a estos clientes es un precio regulado.

las empresas distribuidoras y los clientes importantes se ven obligados a establecer contratos compra de energía con las empresas generadoras para cubrir su suministro.

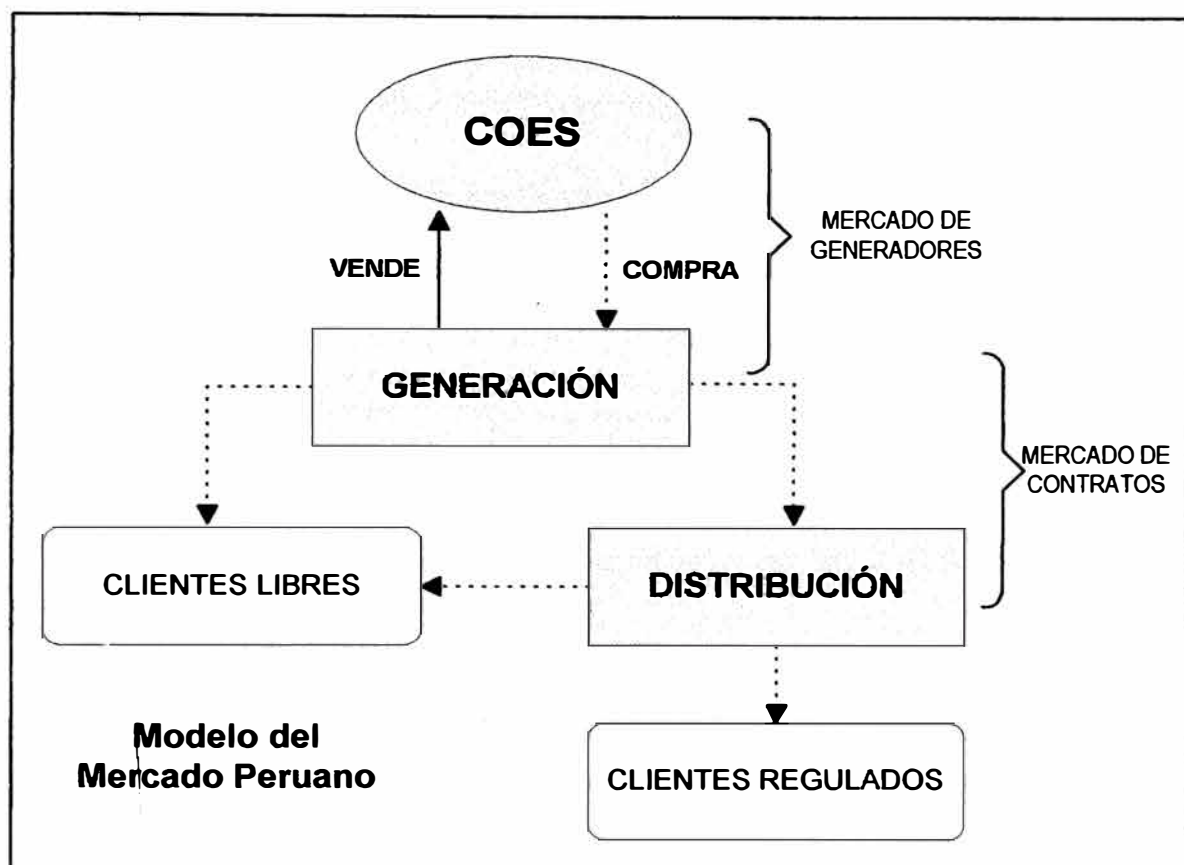


Figura 2.1 – Modelo del Mercado de Energía Peruano

Por otro lado, no hay que olvidar que dentro del COES se realizan transacciones entre sus integrantes para comercializar su producción, estableciéndose otro mercado denominado el de generadores o spot, en el cuál las transacciones se realizan a costo marginal de corto plazo.

Venta al Mercado Regulado y al de Clientes Libres

La venta de energía y potencia destinada a abastecer al servicio público y a grandes clientes finales (libres) se realiza a través de contratos de venta, establecidos

entre las empresas generadoras y las empresas distribuidoras y los clientes libres. En esencia la forma en que se realiza esta transacción es similar para ambos mercados (libre y regulado), por lo cual suele considerarse a ambos como uno solo (*Mercado de Contratos*). Las diferencias que se presenta se encuentran principalmente en los precios que se establecen (precios regulados y precios y libres), y en algunos requerimientos que exige el marco normativo para el caso del suministro público.

En función a esto, la lógica más o menos seguida por las empresas generadoras en el mercado peruano para la presentación de ofertas de venta en este mercado (el de contratos) es la siguiente⁶:

- Se realiza un análisis y evaluación de la capacidad de potencia y energía firme disponible.
- Con información propia, de la fijación tarifaria vigente y del COES, se realiza las proyecciones de demanda, oferta y se elabora los datos para los modelos computacionales a fin de determinar los costos marginales del sistema.
- Se determina el precio básico de la energía eléctrica para el cliente, así como el precio de la potencia, el que se le compara con la correspondiente fijación tarifaria emitida por la GART.
- Se calculan y determinan los costos de transacción involucrados hasta el punto de entrega.
- Con información del área de operaciones referente a los factores de pérdidas marginales de potencia y energía, se determina los puntos de entrega el cliente.

⁶ Basado en la experiencia recogida de algunas empresas generadoras del mercado peruano

- Según el tipo de suministro requerido por el cliente, se solicita la información adicional al área de operaciones, como potencia de cortocircuito, flujo de carga, etc.
- Con los datos obtenidos de los diferentes escenarios, se elabora un informe de las principales alternativas de la propuesta técnica. En él se precisa las premisas asumidas para la determinación de los precios al cliente (precios libres o regulados).
- Se evalúan las alternativas propuestas y se toma la decisión de cuáles de ellas serán presentadas al cliente.

Modalidades de venta de potencia y energía

Para la potencia se pueden considerar la existencia de dos modalidades de venta, entre las que se encuentra el caso de clientes que tienen contrato con un solo generador, o cuando son abastecidos por más de un proveedor, constituyéndose en un cliente compartido.

Caso de cliente abastecido por un solo proveedor.- Se pueden distinguir dos modalidades de venta de potencia:

Potencia Contratada: En la que pueden presentarse dos situaciones:

1. La potencia contratada es mayor que la demandada por el cliente a la hora de máxima demanda del sistema. En este caso el generador gana la diferencia por doce meses.
2. La potencia contratada es menor que la demandada por el cliente a la hora de máxima demanda del sistema. En este caso el generador pagará a otro generador la diferencia por doce meses. Dependiendo de la situación en que

ocurra este caso, la venta de potencia puede representar pérdidas o ganancias al generador.

Máxima Demanda Leída: En la que pueden presentarse dos situaciones:

1. La potencia facturada en horas punta en un determinado mes durante los doce meses considerados en la reliquidación del COES, es mayor que la demandada por el cliente a la hora de máxima demanda del sistema, ganando el generador la diferencia.
2. La potencia facturada en horas punta en un determinado mes durante los doce meses considerados en análisis es menor que la demandada por el cliente a la hora de máxima demanda del sistema, produciéndose una que puede ser positiva o negativa, que a su vez repercute en ganancia o pérdida, respectivamente, para el generador.

Caso de Cliente abastecido por más de un proveedor.- En el caso de clientes finales grandes y/o empresas distribuidoras también grandes, el suministro eléctrico generalmente es otorgado por más de un proveedor, pasando a constituirse en un cliente compartido.

Considerando que las modalidades de venta de potencia son las mismas analizadas en el caso anterior, para un cliente abastecido por ejemplo por dos empresas generadoras, se pueden presentar las siguientes situaciones:

- a) Ambos proveedores vendan en la modalidad de potencia contratada.
- b) Ambos proveedores vendan en la modalidad de máxima demanda leída.
- c) Un proveedor vende en la modalidad de potencia contratada y el otro en la modalidad de máxima demanda leída.

En la alternativa a) el cliente asume el riesgo de contratar más o menos potencia que su demanda real, debiendo pagar los excesos de demanda.

En la alternativa b) el cliente paga su demanda máxima leída total, a prorrata de las potencias firmes que cada generador que le provee tiene disponible para abastecerlo⁷.

En la alternativa c) el cliente contrata con uno de los proveedores una potencia, cubriéndose de que su demanda mínima no sea inferior a esta potencia contratada. La diferencia entre la demanda máxima y la potencia contratada, es abastecida por el otro proveedor, en la modalidad de máxima demanda leída.

De estas tres alternativas, en general la más usada es la c), porque ella minimiza los riesgos de que el cliente pague más potencia que su demanda. La alternativa b) también cumple este objetivo, pero es más difícil de implementar en lo que se refiere a los factores de prorrateo.

Si bien como se mencionara anteriormente las modalidades de venta para el mercado libre y regulado son similares, la diferencia la establece el precio de venta.

Para la venta a una empresa distribuidora dirigida al abastecimiento de clientes regulados se hace a precios regulados. Por otro lado, una empresa generadora que vende a una empresa distribuidora puede establecer un precio diferenciado para la proporción de ventas a clientes libres, el que generalmente se define como el precio regulado multiplicado por un factor mayor que uno. El valor de este factor depende de cada situación, teniendo en consideración la posición negociadora de las partes. Por ejemplo, si el cliente distribuidor es muy grande (alto consumo) tiene una mejor posición para ejercer su característica monopsónica, buscando que el factor resulte

⁷ Esto presupone que las empresas generadoras firman contratos sólo hasta su potencia firme.

ser igual a la unidad, o incluso inferior. Esta última situación también se da en la venta a clientes libres.

Venta al Mercado entre Generadores

Dentro del COES una empresa generadora puede participar de diferentes maneras:

a) Cuando un generador no tiene contratos de venta con ningún cliente final, pero es convocado a operar por el COES, y dado que la producción total es igual a la demanda total, entonces existirá siempre otro integrante del COES que es deficitario en la cantidad producida por el generador y que deberá comprar la energía a este último, para satisfacer sus compromisos de venta. En este caso el generador está participando como vendedor en este mercado.

b) En el otro extremo, cuando un generador tiene un contrato de venta con un cliente final, pero no es convocado a generar porque su producción no es económica, entonces existirá otro generador que esté produciendo esa energía. En este caso el generador está presente como comprador de energía.

Ambas situaciones se resumen en la figura 2.2.

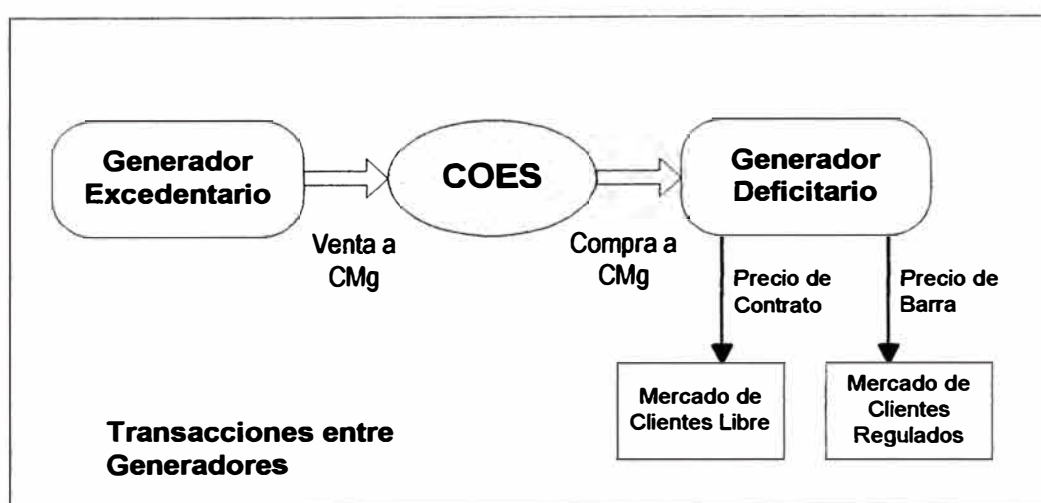


Figura 2.2 – Transacciones en el mercado de generadores

Se debe notar que todo generador que realice un contrato de venta con un cliente final automáticamente adquiere presencia en el mercado de generadores ya sea como comprador o como vendedor.

2.4 Sistema de Contratos

Un contrato de venta es un acuerdo entre dos personas, naturales o jurídicas, en el cual una de las partes acuerda entregar un producto o servicio a la otra, especificando para esto, las condiciones en las que se realiza la transacción y el retorno monetario (o de otro producto).

El vendedor y el comprador podrían, en teoría, acordar las condiciones de venta al momento de entrega sin necesidad de comprometerse por adelantado firmando un contrato. Sin embargo la utilización de estos puede traer algunos beneficios a cada una de las partes. Estos beneficios pueden ser:

- 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, basándose en las condiciones esperadas a futuro.
- b) **Transferencia de Riesgo:** los contratos también son utilizados para manejar el riesgo. 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 tiene mayor control sobre la fuente de riesgo. En algunos mercados de tipo pool la aplicación de derivados (Futuros,

Forwards, Opciones, etc.) es un ejemplo de utilización de contratos para protegerse de las variaciones del mercado.

- c) **Provisión de Incentivos:** Las asimetrías de información se traducen en falta de certeza para una de las partes involucradas en la firma del contrato, lo que puede provocar que la parte que posee mayor información sobre la fuente de riesgo pueda sacar mayor provecho.

2.4.1 Contratos en el sector eléctrico peruano

Para el caso específico del sector eléctrico, los contratos son necesarios para establecer relaciones comerciales entre los diversos participantes del sector. En el Perú por ejemplo, los distribuidores no pueden comprar energía directamente al COES, por lo que están obligados a establecer contratos de suministro con las empresas generadoras. En este sentido los contratos permiten el acceso y uso de la red.

La venta de energía y potencia de Generador a Distribuidor, como ya fuese mencionado, puede ir destinado para dos tipos de clientes: el regulado y el libre. En el caso de clientes regulados, si bien los precios básicos de energía y potencia en barra son fijados por la GART, a estos deben aplicárseles factores de distribución en función de la ubicación de la barra en la que se realiza la transacción, con lo que se obtendrían nuevos precios a ser ofertados por los generadores. Otra condición que se establece para el caso de clientes regulados es el tiempo de duración de los contratos. La LCE en su art. 34° indica que cada distribuidor debe tener contratado su suministro por parte de los generadores como mínimo por veinticuatro meses.

Tanto para el caso de venta de energía de parte de los generadores a empresas distribuidoras destinado a clientes libres como la venta directa a estos últimos, el precio que se pacta no es regulado. En ambos casos el contrato de venta debe considerar la separación de los precios de generación acordados a nivel de barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión y distribución, a fin de permitir la comparación de precios indicada en el art. 53° de la LCE. Además estos contratos deben ser de dominio público y puestos a disposición de la GART en un plazo máximo de quince días de ser suscrito según lo establecido en el art. 8° de la LCE.

Por otro lado se debe tener como referencia los precios en el mercado spot y su posible evolución. A manera de ejemplo, en la figura 2.1 se muestra la evolución de los costos marginales de corto plazo de energía en un periodo y un posible precio de venta a pactarse.

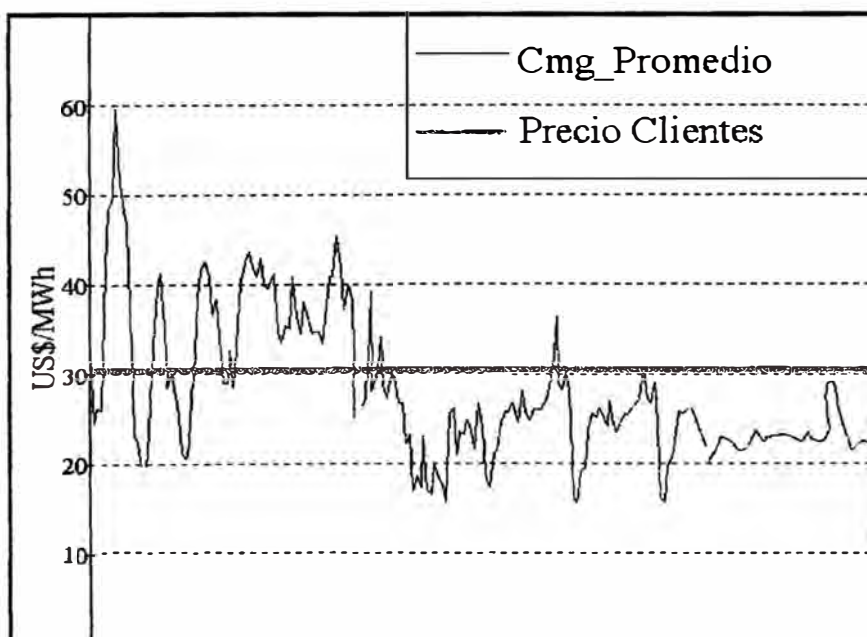


Figura. 2.3 - Comparación de la evolución de Costos Marginales de corto plazo con el precio de venta de energía.

Cuando los costos marginales son mayores que el precio establecido en el contrato, el generador se encuentra en condición de pérdida. Por el contrario, en el otro caso se encuentra ganando. Por lo tanto es importante definir la forma en que se fija precio de venta. En algunos casos se puede pactar un precio fijo por toda la duración del contrato, en otros casos se pueden establecer fórmulas de reajuste como sucede por lo general en el caso de venta a distribuidores destinado al servicio público. En algunos casos se suele fijar como precio de venta el precio de barra más o menos (+/-) un porcentaje.

En otras palabras, el posicionamiento que se alcance en el mercado dependerá de cómo haya proyectado el generador sus ganancias esperadas.

2.4.2 Condiciones de Suministro

Dentro de la información necesaria con la que debe contar un contrato se encuentran las mostradas en la tabla 1.

Para el caso de clientes libres esta información servirá para ser remitida a la GART, para realizar la comparación de precios que especifica la LCE en su art. 53°.

Cabe indicar además que aparte de las condiciones ya mencionadas, los contratos contienen cláusulas particulares, que se establecen entre ambas partes, para especificar condiciones especiales ya sean de suministro o de facturación.

CONDICIONES DE SUMINISTRO	
Condiciones Generales	
- Periodo de vigencia del contrato	
- Fecha de inicio de la aplicación del contrato	
- Fecha de vencimiento del contrato	
- Fecha de renovación del contrato y si existen cláusulas de renovación automática	
Condiciones Técnicas y Operativas	
<i>Punto de entrega</i>	
Barra de venta al cliente	Nombre y tensión de la barra o punto en la que el cliente compra energía
Características de utilización	Se indicará si es cliente de hora punta o fuera de punta
<i>Modalidad de contrato de potencia</i>	
Modalidad de potencia con la que se ha suscrito el contrato: Máxima demand leida o potencia contratada	
Determinación de la potencia fuera de punta	Se indicará la forma de calcular la potencia fuera de punta para fines de determinar el cargo
Excesos de potencia	Forma de determinar los excesos de potencia en hora punta y fuera de punta
Modificación de los valores de potencia	Acuerdos para variar las potencias establecidas
<i>Medición</i>	
Medidor	Tipo y clase de precisión del medidor
<i>Calidad del suministro</i>	
Variación máxima de la tensión	Porcentaje de variaciones máximas permisibles de tensión
Variación máxima de frecuencia	Porcentaje de variaciones máximas permisibles de frecuencia
Racionamiento	Compromisos sobre racionamiento de energía y su compensación
Interrupciones	Compromisos sobre interrupciones de potencia y su compensación
Condiciones Comerciales y Económicas	
<i>Tarifas</i>	
Base de las tarifas	Indicar si las tarifas pactadas están relacionadas con las tarifas reguladas u otras referencias
Tarifas establecidas	Precios unitarios establecidos para:
	- Energía Activa
	- Potencia Hora Punta
	- Potencia Hora Fuera de Punta
	- Excesos de Potencia
	- Energía Reactiva
Tarifas especiales	Tarifas especiales no contempladas en la casilla anterior
Periodo de vigencia de las tarifas	
Fórmulas de reajuste	Fórmulas para actualizar los precios
<i>Facturación</i>	
Periodo de facturación	Tiempo regular de facturación
Cargos de la factura	Forma de establecer los cargos de potencia y energía

Tabla 1- Información sobre las condiciones de suministro que debe indicarse en un contrato

2.5 El Negocio en Generación

2.5.1 Transacciones en el COES

Anteriormente se explicó que en el COES se forma una bolsa de energía, en la cuál sólo pueden participar directamente sus integrantes, y que para la compra de energía por parte de los distribuidores y clientes finales grandes estos deben establecer contratos con los generadores.

La forma en que funciona esta bolsa es la siguiente: las gerencias de producción de las empresas generadoras que han sido convocadas a operar venden su producción al COES a costo marginal de corto plazo, mientras que las gerencias de comercialización compran energía al COES de acuerdo a los contratos con los que cuenta, a costo marginal de corto plazo. Es decir, dentro del COES se realiza la transferencia de energía entre sus integrantes, en la que algunos compran y otros venden, y al final del mes se realiza un balance para definir el saldo que se obtiene, de acuerdo a lo que se establece en la LCE y en su reglamento. A continuación se describirá cómo se realiza la valorización de las transferencias, pero antes se definirán algunos términos importantes.

Entrega o Inyección de energía:

Corresponde a los aportes de energía de una central generadora o a la inyección de energía desde una línea de transmisión hacia una barra.

Retiros:

Corresponden a la energía que es vendida en una barra por un generador a un cliente, mediante un contrato comercial externo al COES. Es importante tener en claro que el retiro en el COES se asocia al generador que vende y no al cliente.

Costo Marginal de Corto Plazo:

De potencia: Corresponde al costo de desarrollar unidades de punta. Se determina en el punto del sistema donde resulta óptima su instalación y se refiere al resto de las barras mediante pérdidas marginales de potencia. En el caso peruano, este costo resulta de instalar turbinas a gas de 100 MW.

De energía: Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible (definición N° 5 LCE).

Para determinar el Costo Marginal de Corto Plazo del SINAC cada quince minutos, se utiliza la información de energía de generación recibida de las empresas integrantes del COES, que corresponde al despacho de potencia y energía de las centrales para el mes que se va a realizar la valorización de las transferencias de energía. Con los datos de las centrales hidráulicas y térmicas que han intervenido en el despacho de potencia y energía, y según lo programado y autorizado por el Coordinador, se realiza cada quince minutos un ordenamiento de menor a mayor costo de las centrales, de acuerdo a sus costos variables de operación.

Estos costos variables previamente se han referido a la barra base de Santa Rosa⁸, dividiendo los costos variables entre el correspondiente factor de

⁸ Para determinar el costo marginal en cualquier punto:

$$CMg_i = CMg_0 (1 + \delta P_{0i} / \delta C_i)$$

CMg_i : costo marginal en la barra i

CMg_0 : costo marginal en el centro de carga

δP_{0i} : Pérdidas de energía entre el centro de carga y la barra i , cuando la demanda en la barra i aumenta en δC_i

pérdidas marginales de las barras a las cuales están interconectadas. La central marginal por cada período de quince minutos, es aquella cuyo costo variable (S./kWh) es el mayor en dicho período y que se encuentre en capacidad de producir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo es igual al costo variable de la central que es marginal en el sistema.

2.5.2 Valorización de las transferencias de energía

En el art. 91° del RLCE se indica que la valorización de las transferencias de energía entre los integrantes del COES que resulte de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema se realiza a costo marginal de corto plazo. Este valor se calcula para cada hora o grupo de horas, en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía.

En los arts. 107° y 108° del RLCE, para valorizar las transferencias de energía entre los generadores, mensualmente se efectúa el siguiente procedimiento:

1. Se efectúa la medición y/o cálculos para determinar las entregas y retiros de energía de cada integrante.
2. Esta energía es valorizada multiplicándola por el costo marginal de corto plazo correspondiente.
3. Para cada integrante, se suman algebraicamente todas las entregas y retiros ocurridos en el sistema durante el mes. Las entregas se consideran con signo positivo y los retiros con signo negativo.

El valor resultante es el saldo neto para el integrante, sea este positivo o negativo. En caso sea negativo, pagará dicha cantidad a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos participe en el saldo positivo total del mes. Expresándolo matemáticamente se tiene que para una empresa generadora dada en una determinada hora, el saldo neto de las transacciones estará dado por:

$$S = \left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m I_{ji} - \sum_{k=1}^p R_{ki} \right] x F_{pi} \right) x CMg \quad (2.1)$$

donde:

- S: Saldo neto de inyecciones y retiros de la empresa en cuestión a determinada hora.
- I_{ji} : Inyecciones de la empresa en la barra i .
- R_{ki} : Retiros de la empresa en la barra i .
- F_{pi} : Factor de penalización de la energía en la barra i .
- CMg: Costo marginal en la barra de referencia del sistema.
- n : Número de barras del sistema.
- m : Número de inyecciones de la empresa en la barra i .
- p : Número de retiros de la empresa en la barra i .

En esta ecuación se observa que si los retiros son mayores a las inyecciones de energía ($\sum R_k > \sum I_j$) entonces la empresa se encuentra como deficitaria y tendrá que comprar energía a otra para cumplir sus compromisos contractuales. En este caso el saldo será negativo. Para el otro caso, es decir si las inyecciones son mayores que los retiros ($\sum I_k > \sum R_j$), la empresa se encuentra en posición de vender energía a otro integrante del COES que justamente la necesita para cumplir con sus compromisos. En este caso el saldo mensual será positivo y al inicio del mes siguiente recibirá el pago por dicha energía en proporción a su participación. En ambos casos el precio de la transacción se realizó a costo marginal de corto plazo.

Si se considera además que cada retiro de energía que haga la empresa implica la venta a alguna distribuidora o a un cliente libre, entonces estará percibiendo ingresos por dicha venta, a un valor que puede ser distinto al costo marginal.

$$MN_E = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p R_{ki} x P_{ki} + S \quad (2.2)$$

en donde,

MN_E : Margen Neto de la comercialización de la energía

P_{ki} : Precio de venta de energía al cliente.

Reemplazando S de la ecuación (2.1) en (2.2) se obtiene:

$$MN_E = \underbrace{\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p R_{ki} x P_{ki}}_{\text{Venta en el Mercado Libre y Regulado}} + \underbrace{\left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m I_{ji} - \sum_{k=1}^p R_{ki} \right] x Fp^i \right) x CMg}_{\text{Transacciones en el COES}} \quad (2.3)$$

Reordenando:

$$MN_E = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ji} x Fp^i x CMg + \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p R_{ki} x (P_{ki} - Fp^i x CMg) \quad (2.4)$$

Producción de Energía x Costo Marginal	+	Energía que se vende a los clientes x $\left(\begin{array}{l} \text{Precio de venta a los} \\ \text{clientes} \end{array} - \begin{array}{l} \text{Costo Marginal} \end{array} \right)$
--	---	--

El primer término representa la venta de toda la energía producida por la empresa generadora, a costo marginal de corto plazo de la energía en la barra de inyección, al COES, siempre que sea convocado a operar. De esta operación se encarga la gerencia de producción de la empresa.

El segundo término corresponde únicamente a la decisión de comercialización y está asociado al monto de retiro (cantidad de energía que se compra al COES), al precio de venta (libre o regulado, de acuerdo a quien sea el cliente) y al costo de marginal de corto plazo de la energía en la barra de retiro. En otras palabras, representa una compra de energía a costo marginal de corto plazo en la barra i , para venderla a un cliente ubicado en dicha barra. De esta operación se encarga la gerencia de comercialización de la empresa.

En realidad, lo anterior es importante porque permite identificar la forma en que la empresa generadora obtiene su margen de ganancia, lo cual pasa a analizar a continuación.

Al primer término de la ecuación (2.4) falta restarle los costos de producción, para representar la participación en el COES y obtener el margen de ganancia asociado a ella. En la siguiente expresión realiza esta resta y se obtiene el resultado operacional de la gestión de la gerencia de producción (también denominada de operaciones):

$$\boxed{\text{Producción de Energía} \times \text{Costo Marginal} - \text{Costo producción}} \quad (2.5)$$

Si la empresa generadora no contase con contratos de venta con distribuidores de energía ni con clientes libres, y es convocado a operar, entonces venderá su producción al COES a costo marginal de corto plazo. En este caso su ganancia estaría dada por la expresión anterior, que en ningún caso puede llegar a ser menor a cero, porque el costo marginal se establece en función a los costos operacionales y

toda unidad generadora que ha sido convocada a operar tiene costos de producción menores o en el extremo igual al costo marginal, por lo tanto un generador que se encuentre en esta situación siempre estará ganando lo indicado en esa expresión.

Cabe anotar que la posibilidad de ser convocado está en función de la eficiencia económica para operar, por lo cuál, la gerencia de producción siempre está pendiente de reducir sus costos operativos y mantener sus equipos en buen estado para evitar posibles fallas.

En cuanto al segundo término, como se dijo anteriormente, representa la decisión de comercializar. Supóngase que el generador es convocado a operar, por lo tanto ya tiene asegurado un margen de ganancia dado por la expresión (2.5). Sin embargo puede decidir establecer contratos de venta en el mercado libre o en el regulado, ya que no se sabe si siempre entrará en el despacho del COES o no, y cuando no lo haga simplemente no ganaría nada. En otras palabras, las empresas generadoras por lo general siempre están procurando obtener contratos de venta para mejorar la ganancia que obtendrían por la venta de su producción al mercado spot.

Para esta expresión se debe notar que se obtiene ganancias siempre que el precio de venta a los clientes (ya sean libres o regulados) sea mayor al costo marginal. Aquí hay que recordar que los precios de venta a los cliente pueden ser estáticos, ya que están en función a la forma en que se fijó este valor en el contrato. Mientras tanto, los costos marginales de corto plazo son dinámicos, se fijan cada hora, y al final del mes recién se hace el balance de cuanto fue la energía que se compró al spot y a que precio. Es decir, a ciencia cierta no se sabe si ganará o se perderá, esto dependerá de cómo se halla determinado el precio de venta y que además será multiplicado por el volumen de energía comprometido. En otras

palabras, la gerencia de comercialización debe de decidir si participa en el mercado libre o regulado, y en que forma lo hace.

A modo de resumen se muestra en la figura 2.4 las transacciones anteriormente mencionadas.

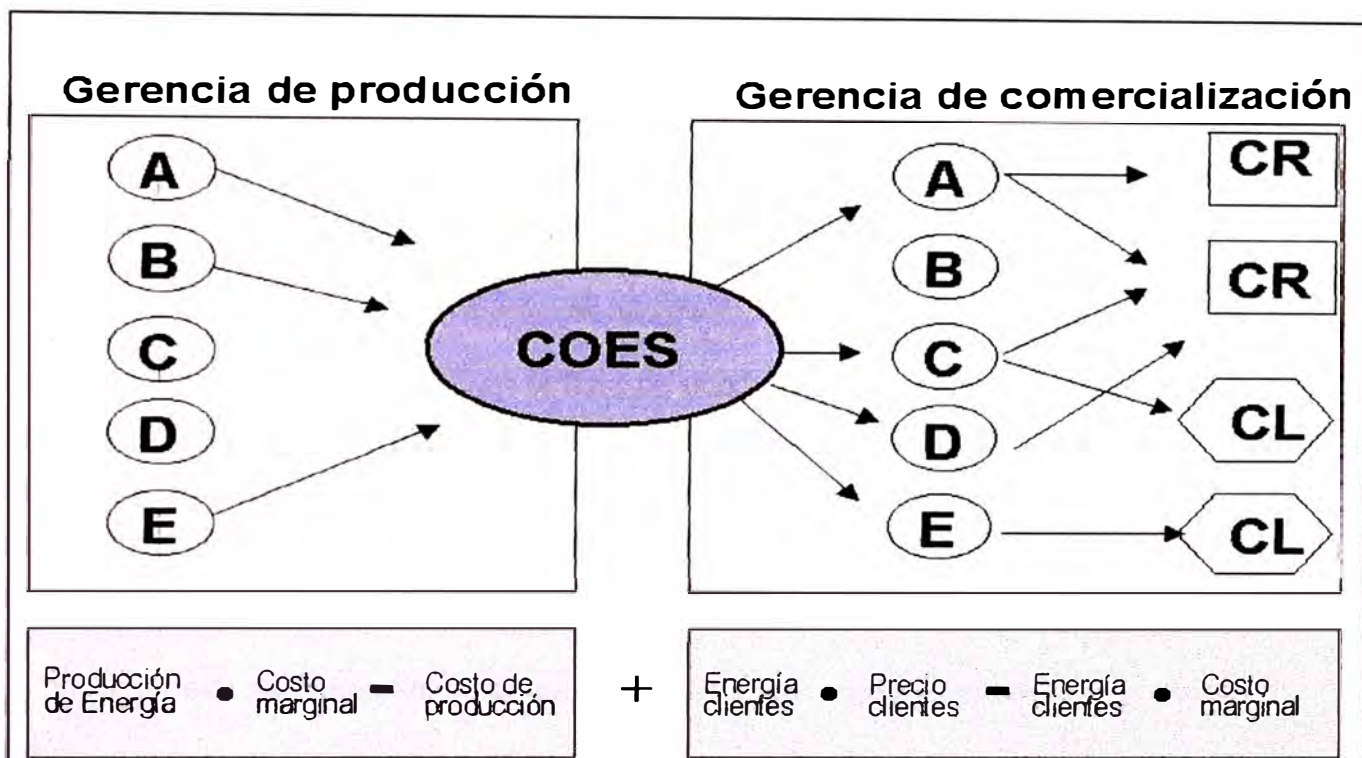


Figura 2.4 –Venta de Energía en el COES

2.5.3 Valorización de las Transferencias de Potencia

La valorización de la transferencia de potencia de punta se determina en forma similar al caso de la valorización de la energía, pero con algunas particularidades, según lo establecido en el RLCE en los arts. 109, 110, 111, 112 y 113°. La valorización de la transferencia es mensual y los procedimientos de determinación se hacen para la hora del mes en que se presenta la máxima demanda.

Retiros: Corresponden a la potencia horaria demandada en dicha hora por cada consumidor, los que se asocian a la empresa integrante del COES que vende energía y potencia a dicho consumidor. En este caso, el retiro de la potencia corresponde a la demanda real horaria que ocurra en la hora de máxima demanda mensual del sistema, independiente de los acuerdos comerciales que pueda tener el generador. Debe agregarse a esto la componente de peaje que debe pagar el generador y que se encuentra incorporada en los precios de potencia que recibe.

Inyecciones: Aquí es donde se produce la diferencia con respecto a las transferencias de energía en la hora de máxima demanda mensual del sistema, ya que los valores a considerar como entregas, corresponden a las inyecciones de potencia firme de las unidades generadoras más los ingresos por potencia generada.

Con estas definiciones se determinan los saldos netos de inyecciones y retiros de potencia para una empresa, en la hora que se produce la máxima demanda mensual del sistema:

$$S = \left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m P_{ji} - \sum_{k=1}^p R_{ki} \right] x F_{pp}^i \right) x PP \quad (2.6)$$

donde:

- S: Saldo neto de inyecciones y retiros de la empresa en cuestión a la hora de máxima demanda mensual del sistema.
- P_{ji}: Inyecciones de la empresa en la barra i, a la hora en cuestión.
- R_{ki}: Retiros de la empresa en la barra i, a la hora en cuestión.
- F_{ppi}: Factor de penalización de la potencia en la barra i.
- PP: Precio de la potencia de punta en la barra de referencia.
- n: Número de barras del sistema.
- m: Número de inyecciones de la empresa en la barra i.
- p: Número de retiros de la empresa en la barra i.

Del mismo modo que en el caso de la energía, el margen neto por potencia se puede expresar de la siguiente forma:

$$MN_p = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p R_{ki} x P_{ki} + S \quad (2.7)$$

en donde,

MN_p : Margen Neto de la comercialización de la potencia

P_{ki} : Precio de venta de potencia al cliente.

Reemplazando S en (2.7) se obtiene:

$$MN_p = \underbrace{\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p R_{ki} x P_{ki}}_{\text{Venta en el Mercado Libre y Regulado}} + \underbrace{\left(\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^m P_{ji} - \sum_{k=1}^p R_{ki} \right] x F_{pp^i} \right) x PP}_{\text{Transacciones en el COES}} \quad (2.8)$$

Reordenando:

$$MN_p = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{ji} x F_{pp^i} x PP + \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^p R_{ki} x (P_{ki} - F_{pp^i} x PP) \quad (2.9)$$

En general P_{ki} es igual a PP (salvo en el caso de clientes libres), por lo que el segundo término de la ecuación (2.9) es prácticamente cero, quedando entonces sólo la venta de potencia al COES. Cabe notar que aunque el generador venda más potencia por contratos, siempre tendrá que comprar la diferencia y al final queda sólo vendiendo su propia potencia firme, que se aprecia en la ecuación.

En realidad la ganancia en la comercialización de potencia se encuentra en el valor físico de los retiros. Dado que el retiro corresponde a la máxima demanda leída del cliente a la hora de la demanda máxima del sistema, por lo general esta demanda es menor a la demanda máxima individual del cliente, que es la que se le cobra, dependiendo de la modalidad establecida para el cobro de potencia.

2.5.4 Costos de transporte

Para que las empresas generadoras puedan retirar energía o potencia en la barra de entrega pactada con su cliente debe hacer uso de las líneas de transmisión, por lo cual debe compensar por dicho uso.

La tarifación marginal genera un excedente con respecto a los costos de generación, al que se le denomina ingreso tarifario⁹ (IT_{Mg}). Estos ingresos son de propiedad de los dueños del sistema de transmisión, pero debido a la presencia de economías de escala en la transmisión¹⁰, no le permite cubrir todos sus costos.

Para compensar esta deficiencia se establece un mecanismo que permita el transmisor recuperar los costos medios para cada línea. En este sentido, se determina un pago complementario al transmisor que se conoce como **peaje**, al cual se le define como la diferencia entre los costos medios de transmisión y el excedente generado para la transmisión en la tarifación marginal, denominada ingreso tarifario. Este peaje debe ser pagado por todos los usuarios al dueño del sistema de transmisión.

De acuerdo a lo que se establece en el art. 59º de la LCE el peaje se define de la siguiente forma:

$$Peaje = @VNR + COyM - IT_{Mg} \quad (2.10)$$

donde:

@VNR : Anualidad del valor nuevo de reemplazo.
COyM : Costo de Operación y mantenimiento.

⁹ Ingreso Tarifario:

$$IT_{Mg} = CMg_R \times P_R - CMg_E \times P_E$$

donde CMg_R y CMg_E son los costos marginales en barras de retiro y envío respectivamente, y P_R y P_E son los valores de la potencia retirada y enviada de línea.

¹⁰ La presencia de economías de escala hace que los costos medios y marginales de transmisión disminuyan a medida que la capacidad de transmisión de las líneas aumente.

El peaje que pagan los generadores tiene dos componentes:

Peaje por conexión: es el pago que hacen los generadores por el uso del sistema principal de transmisión. Este pago está a su vez incluido en la tarifa a clientes.

Peaje secundario: es el pago que se debe hacer por el uso de sistemas de transmisión no incluidos en el sistema principal. Puede corresponder a dos situaciones:

a) *Peaje secundario por una línea de inyección al sistema principal:* en este caso el generador deberá pagarlo siempre, independiente de que tenga o no clientes.

b) *Peaje secundario por uso de sistemas de transmisión secundarios que extraigan energía del sistema principal de transmisión:* en este caso el uso del sistema se encuentra relacionados directamente a la demanda, y por lo tanto, el peaje es pagado por esta.

Existe además una tercera situación que se suele presentar, que corresponde al caso de instalaciones que no se ajustan a reglas generales como la de los dos casos anteriores. Para estos casos excepcionales en el art. 139º del RLCE se da la potestad a la GART de dirimir la situación sobre base del uso y/o del beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

Por otro lado, volviendo al análisis de los costos que son incluidos en la obtención del margen comercial de un generador, habría que indicar que en el caso a) al ser este pago independiente de si se tiene clientes o no, este costo no está asociado a la decisión de comercializar a través de contratos. Para el caso b), si bien este pago lo debe hacer el cliente (la demanda), dependerá de las condiciones de entrega que hayan pactado ambas partes para definir si este pago se incluye en el precio final de la energía que paga el cliente o no. En este caso, si el pago del peaje

es asumido por el generador (y por lo tanto estará agregado al precio) este costo sí está asociado a decisión de comercialización. En ambos casos aparentemente no surgirían situaciones de riesgo puesto que está definido a quién corresponde el pago por peaje. En cambio para los casos excepcionales, mientras no se hayan definido exactamente a quién corresponde realizar el pago existirá la posibilidad de que sea asignada ya sea a la demanda o a la generación, o a ambas (en prorratio), por lo cuál las empresas generadoras deben considerar esta posible situación al momento de definir el precio de venta al cliente¹¹.

2.5.5 Determinación del Margen Comercial

Una vez descritas las formas en las que se obtienen los márgenes netos por las ventas de energía y potencia, ahora se determinará el margen total de ganancia o margen comercial de una empresa generadora para un año.

$$MC = \sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{8760} \left[\sum_{j=1}^m VE_{jih} x (P_{jih}^e - F_p^i x CMg_h) + G_{ih} x F_p^i x CMg_h \right] +$$

Margen Neto de Comercialización de Energía

$$\sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^{12} \sum_{j=1}^m \left[(VP_{jil} x P_{jil}^p - DP_{jil} x F_{pp}^i x PP_l) + F_p^i x F_{pp}^i x PP_l \right] - V - P_c - P_v \quad (2.11)$$

Margen Neto de Comercialización de Potencia

¹¹ Cada 12 meses la GART determina los costos por peaje secundario y a quién corresponde realizar el pago. Teniendo en cuenta que los contratos de suministro de energía son por lo general de dos años a más, el hecho de que al momento de firmar el contrato se haya considerado una situación y por alguna nueva evaluación del sistema la GART cambie esta situación (la declaración de una línea que era secundaria como principal por ejemplo), esto se reflejará en el margen que se espera obtener.

donde:

- VE_{jih} : Venta de energía al cliente j en la barra i en la hora h (Retiro de energía)
 P_{jih}^e : Precio de venta de la energía al cliente j, en la barra i y en la hora h
 F_p^i : Factor de penalización de la energía en la barra i
 CMg_h : Costo marginal en la barra de referencia en la hora h
 G_{ih} : Generación de energía en la barra i y en la hora h (Inyección de energía)
 VP_{jil} : Venta de potencia al cliente j, en la barra i y en el mes l
 DP_{jiH} : Demanda de potencia del cliente j, en la barra i a la hora de la demanda máxima del mes l del sistema H
 F_{ipp} : Factor de penalización de la potencia en la barra i
 PP_l : Precio de barra de la potencia en la barra de referencia en el mes l, incluido el valor unitario de los peajes por conexión y/o secundario, según corresponda
 CV : Costo variable de producción de las centrales generadoras de la empresa
 P_c : Peaje de conexión
 P_v : Peaje total asociado a las ventas a clientes
 n : Número de barras del sistema
 m : Número de clientes de la empresa en la barra i.

Esta ecuación se desagrega en dos términos:

- El primer término corresponde a la comercialización en el COES, cuando no se cuenta con ningún contrato de venta, siempre que sea convocado a operar.

$$MC = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{h=1}^{8760} [G_{ih} x F_p^i x CMg_h] + \sum_{l=1}^{12} [F_p^i x F_{pp}^i x PP_l] \right] - CV - P_c \quad (2.12)$$

- El segundo término representa el margen comercial asociado a la decisión de vender energía y potencia a algún cliente:

$$MC = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{h=1}^{8760} \left[\sum_{j=1}^m VE_{jih} x (P_{jih}^e - F_p^i x CMg_h) \right] + \sum_{l=1}^{12} \sum_{j=1}^m \left[(VP_{jil} x PP_l - DP_{jil} x F_{pp}^i x PP_l) \right] \right] - P_v \quad (2.13)$$

La ecuación (2.13) contiene dos términos que a continuación se explicarán:

- El primer término corresponde a la decisión de comercializar energía y depende solamente del volumen de la venta, del precio de venta al cliente

y del costo marginal. No depende de la cantidad producida ni del costo de producción.

- ii) El segundo término corresponde a la decisión de comercializar potencia. Aquí se debe tener en cuenta lo expresado en el punto 2.4.3 en que se indicó que por lo general el precio de venta al cliente es igual precio de la potencia en barra, por lo que no representa mucha ventaja comercialmente este término. Sin embargo, como ya se indicó, la ventaja se encuentra en la diferencia en el valor físico de la venta y el que se reconoce como retiro por el COES.

De acuerdo a lo anterior, el término relevante para la decisión de comercializar es el que se refiere a la venta de energía. Por lo tanto la expresión queda de esta forma:

$$MC = \sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{8760} \sum_{j=1}^m VE_{jih} x (P_{jih}^e - F_p^i x CMg_h) \quad (2.14)$$

Finalmente se puede concluir que el Margen Total de Ganancia para una empresa generadora está compuesta por dos componentes: Una asociada a la convocatoria para generar por parte del COES o margen de generación y otro asociado a la decisión de comercializar a través de contratos (venta al mercado libre y/o regulado).

$$MC_k = \underbrace{\sum_j (I_{jk} \times CMg - CP_{jk})}_{\text{Margen de Generación}} + \underbrace{V_k (P_c - P_s)}_{\text{Margen de Comercialización a través de contratos}} \quad (2.15)$$

Esta última ecuación (2.15) será la que se emplee en el capítulo 4 del presente trabajo para el análisis del riesgo en la obtención justamente de este margen.

CAPÍTULO III

RIESGO EN EL NEGOCIO DE GENERACIÓN

3.1 Concepto de Riesgo

Para algunos autores el objetivo de una empresa es la maximización de la riqueza de los accionistas, lo que significa la maximización del valor de mercado de las acciones existentes, con lo cual se contempla un objetivo más amplio al de la maximización de los beneficios, que hace hincapié en el uso eficiente de los recursos financieros, pero no dice nada respecto del intervalo temporal en el que se miden los beneficios, dejando de lado aspectos de incertidumbre y riesgo que se presentan dentro de un entorno real.

En este sentido la comparación de los proyectos y alternativas de inversión con las que cuenta una empresa no sólo debe ser analizados mediante el examen de sus beneficios medidos. Ciertamente los proyectos se diferencian significativamente por las características de riesgo que presentan, y el ignorar estas diferencias en la práctica de la dirección financiera puede llevar a decisiones incorrectas. Por citar un ejemplo, hasta 1998 en el mercado de energía chileno para determinar la energía óptima a contratar maximizaban el valor esperado de los ingresos. Luego de la sequía ocurrida ese año se produjo un déficit de energía, dejando a las empresas sobrecontratadas y con incapacidad de cumplir con sus compromisos, produciendo pérdidas. Esto originó que buscaran otro criterio de análisis, en el cuál se incorporara el estudio de

la varianza de la rentabilidad esperada. De aquí nace la importancia del estudio del riesgo.

3.1.1 Riesgo y Rentabilidad

En forma general, el término riesgo viene asociado a la falta de certeza de la obtención de un resultado y cuán sensitivo se es a sus fluctuaciones e incertidumbres. La posibilidad de estar expuestos a riesgos se asocia al hecho de tener que tomar decisiones.

Al emprender una empresa siempre se espera que ésta sea exitosa, pero al ser incierto el futuro no se sabe cuál será el resultado. La rentabilidad que se espera obtener estará asociada al riesgo que se corra. En general, cuanto mayor sea el riesgo de una inversión, mayor será la rentabilidad exigida por el inversor.

La rentabilidad esperada de una inversión se plantea como una media ponderada de todas las posibles rentabilidades, ponderadas por la probabilidad de que cada una de ellas ocurra. Se puede expresar de la siguiente manera:

$$E(R) = X_1P(R_1) + X_2P(R_2) + \dots + X_nP(R_n) \quad (3.1)$$

donde:

E(R) : Rentabilidad esperada
 Xi : Rendimiento individual
 P(Ri) : Probabilidad de ocurrencia de cada rentabilidad

Por otro lado, los términos Rentabilidad y Riesgo se encuentran intrínsecamente relacionados. La probabilidad de obtener una mayor rentabilidad implica mayor exposición al riesgo de poder o no obtener ganancias.

3.1.2 Desviación Estándar como una medida del Riesgo

Una de las formas como se define al riesgo es como la variabilidad de las rentabilidades esperadas, es decir, la dispersión de la probabilidad de la rentabilidad. Para clarificar esta idea obsérvese la figura 3.1, en la que se muestran las distribuciones normales de dos activos: A y B.

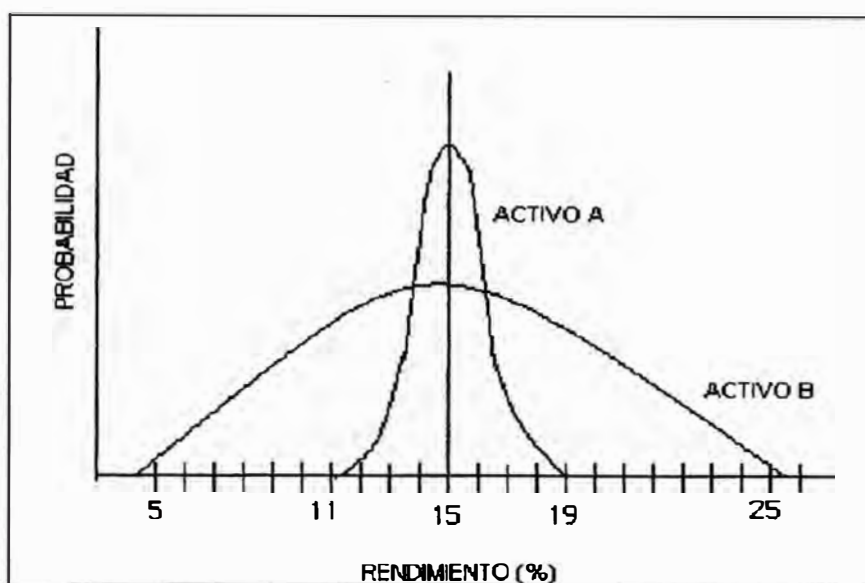


Figura 3.1 – Comparación de activos

Ambas alternativas tienen una misma rentabilidad esperada (15%), sin embargo el activo B presenta mayor rango dispersión de las rentabilidades que en caso de A. Intuitivamente se podría afirmar que al invertir en B se podría obtener una mayor rentabilidad que A ($25\% > 19\%$), pero que a su vez también puede suceder que se obtenga la menor rentabilidad ($5\% < 11\%$). Es decir, con B se puede obtener la mayor o la menor ganancia, por lo que se puede concluir que es más riesgoso que A, aunque aún no se halla determinado en que magnitud.

En este ejemplo por simple inspección se pudo deducir cuál de las dos alternativas era más riesgosa, pero en muchos otros casos la deducción no será tan evidente. En general, dado que la desviación estándar permite determinar la dispersión de una variable aleatoria como en este caso, es la que tradicionalmente se utiliza para proporcionar una medida del riesgo y poder clasificar distintas alternativas de acuerdo a su valor.

Para el caso del activo A la desviación estándar es 3,3%, mientras que para B es 4,05%. ¿Qué significa esto? Dado un 15% de rentabilidad esperada se puede anticipar razonablemente que para el activo A las actuales rentabilidades caerán con cierta seguridad entre 11,7% y 18,3% ($15 \pm 3,3 \%$) y para el activo B entre 10,95% y 19,04% ($15 \pm 4,05 \%$). Es decir, la desviación estándar indica el rango más probable de variabilidad de las rentabilidades, y para este caso al ser la desviación de B mayor que la de A, se puede afirmar que si bien B puede ser la inversión más rentable, sin duda será la más riesgosa.

3.1.3 Diversificación del riesgo

Un inversionista racional que se ve obligado a tomar decisiones bajo riesgo, intuitivamente evitará configurar un portafolio de negocios con una sola clase de acciones o que tengan un comportamiento similar; cuando estas estén en alza la rentabilidad de la inversión será buena, pero si encuentran en baja, el inversionista puede quebrar.

En este sentido, la diversificación de la inversión entre diversos activos y la configuración de un portafolio óptimo, disminuirá la variabilidad de las rentabilidades de las inversiones, al producir compensaciones entre ellas. Esto no

significa que se pueda eliminar completamente el riesgo, puesto que siempre existe un componente que no puede ser manejado por el inversionista, al cual se le denomina riesgo sistemático o no diversificable, que está asociado al mercado en su conjunto.

3.1.4 Teoría de Portafolio

La teoría de selección de portafolios de Harry Markowitz¹² plantea que, conociendo los valores de riesgo y rendimiento de los diversos títulos que compondrían el portafolio, se puede encontrar la combinación adecuada de ambos. En 1952 propuso la regla del “Beneficio esperado – varianza del beneficio”, según la cuál un decisor prefería un título A sobre un título B si se cumplía alguna de las siguientes afirmaciones:

- La rentabilidad esperada de A es mayor o igual a la de B y la varianza de A es menor que la de B.
- La rentabilidad esperada de A es mayor que la de B y la varianza de A es menor o igual a la de B.

Markowitz utiliza estas ideas para la determinación del portafolio óptimo. Se trata primero de buscar los portafolios que proporcionan la mayor rentabilidad esperada para un nivel de riesgo dado, y, a su vez, soporten el mínimo riesgo para una rentabilidad esperada conocida. A estos portafolios se les denominan eficientes.

¹² Harry Markowitz, premio Nobel de Economía 1990, en marzo de 1952 publica su trabajo denominado “Portafolio Selection”. Ver [8]

El riesgo de un portafolio se puede medir a través de la varianza del rendimiento esperado del mismo, de la siguiente forma:

$$\sigma_P^2 = x_1^2 \sigma_1^2 + x_2^2 \sigma_2^2 + \dots + x_n^2 \sigma_n^2 + 2x_1 x_2 \sigma_{12} + 2x_1 x_3 \sigma_{13} + \dots + 2x_{n-1} x_n \sigma_{(n-1)n} \quad (3.2)$$

en donde,

- P : portafolio de inversiones
 x_i : ponderación de cada inversión
 σ_{ij} : covarianza de la inversión i con la inversión j

En resumen, la determinación del conjunto de portafolios eficientes se obtiene resolviendo simultáneamente las siguientes relaciones:

Minimización del riesgo para un rendimiento conocido:

$$\begin{aligned} F O: & \text{Mín } \sigma_p^2 \\ \text{sujeto a: } & E_p = E_{\text{conocido}}, \quad \sum_1^n x_i = 1, \quad x_i \geq 0 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Maximización del rendimiento esperado para un nivel de riesgo dado:

$$\begin{aligned} F O: & \text{Máx } E_p \\ \text{sujeto a: } & \sigma_p^2 = V_{\text{conocido}}, \quad \sum_1^n x_i = 1, \quad x_i \geq 0 \end{aligned} \quad (3.4)$$

La aplicación de esta teoría en el presente trabajo será justificada en el capítulo 4.

3.2 Riesgo en el Negocio de Generación Eléctrica

Como en cualquier otra actividad, la generación de energía eléctrica se ve enfrentada a diferentes clases de riesgos que afectan su desarrollo. Factores ligados a

la producción misma de la energía, así como el entorno en el que se desarrolla la actividad influyen de una u otra manera en la obtención de las metas que se hayan fijado las empresas generadoras (sociales y económicas).

Sobre cuáles son estos riesgos y cómo incide cada uno de ellos existen diferentes opiniones entre autores que han tratado este tema. En términos generales se suelen referir principalmente a dos clases de riesgo, el riesgo de mercado, que involucra la incertidumbre de los precios de la energía y la cantidad de producción, y el riesgo de planta, asociado a la disponibilidad de las unidades generadoras y a los precios de los combustibles.

3.2.1 Riesgos de Mercado

La forma en que se encuentra estructurado el mercado es determinante en cómo se define la operación del sistema eléctrico y cómo se manejan los precios de la energía (y potencia). En mercados competitivos, como en el caso peruano, basados en modelos Pool y que manejan precios spot, la forma en que se realiza el despacho de las unidades (centralizado o descentralizado) genera la incertidumbre de si las unidades generadoras entrarán a operar o no (riesgo de cantidad producida), en función a los costos de operación que se establezcan en un determinado momento (costos marginales de corto plazo), y que a su vez definirán la variabilidad de los precios spot que se fijen en dicho momento como costo de la energía en ese instante.

- a) **Riesgo de Precio.-** El precio de la energía es tal vez la variable más importante en el negocio de generación. En un mercado spot el precio de la energía experimenta variaciones a lo largo del tiempo, dependiendo de cómo está

operando el sistema en un determinado instante. La volatilidad de los precios introduce riesgos que puede definir dos cosas, el ingreso de las unidades generadoras en el despacho económico (siempre que tenga un costo variable menor al precio del spot) y la obtención de un margen de ganancia adecuado (determinado por la diferencia del precio spot y el costo de producción, o por el precio spot y precio de venta a un cliente).

Existen diversos factores que determinan la variabilidad de los precios, entre los cuales se tiene los siguientes:

La Oferta y la Demanda:

La oferta y la demanda son factores que se encuentran relacionados entre sí, ya que la entrada en operación de nuevas centrales tiene como finalidad cubrir un aumento de la demanda. La demanda es un factor que define el nivel de producción que se requiere, y por lo tanto, el número de unidades que deben entrar a cubrirla, cada una asociada al precio que cuesta operarla.

Para el análisis en periodos de corto plazo se suele hacer un predespacho de las unidades con las que se debe contar al momento de realizar la operación en tiempo real y que abastecerán la demanda, más un margen de reserva para las variaciones instantáneas que puedan ocurrir. Para esta clase de periodos la demanda suele comportarse en forma estacional, asociada a la variación climatológica y a los hábitos de consumo, por lo cuál es usual contar con diagramas de carga que representan estas situaciones. Sólo en el caso de variaciones imprevistas existirá el riesgo de no poder abastecerla por la indisponibilidad de reserva suficiente, pero estas situaciones por lo general son esporádicas y de corta duración, por lo cuál, si bien provocan el aumento del

precio spot, es prácticamente imposible protegerse de esta clase de riesgos, que además no suelen producir mucho impacto. Sólo en el caso de que salgan de operación unidades generadoras que se encuentren en la base del despacho o parte del sistema de transmisión que impida que estas unidades no puedan acceder al resto del sistema, los precios spot sí sufrirán una variación que dependerá de los costos de operación de la unidad marginal que entre operar en esas circunstancias, por el tiempo que dure la contingencia.

Para horizontes de mediano y largo plazo, la determinación de la demanda se hace a través estudios de proyección, para los cuáles se emplean diferentes técnicas que involucran aspectos económicos y de crecimiento demográfico. Para esta clase de horizontes de estudios la demanda en términos generales tiene un comportamiento creciente. Esta información es empleada en planificación de la expansión del sistema, y definir así la necesidad o no de la construcción de nuevas unidades generadoras o en mejoramiento de las existentes.

El Clima:

Es un factor que afecta al precio en dos formas. La primera es a través de la demanda, como ya fuese visto (comportamiento estacional de la demanda). La segunda forma es tal vez la más importante, sobretodo en los sistemas cuya producción hidráulica sea considerable. Este riesgo está asociado con la incertidumbre de la hidrología, que determinará los caudales de agua y el nivel de embalse con el que se cuenta para producir la energía.

Si bien eventos tales como lluvias, deshielos, nevadas, etc., tiene un patrón medio de comportamiento a largo plazo, existe una gran incertidumbre al momento de realizar el pronóstico de la magnitud que tendrán en un determinado

momento. Esta componente de incertidumbre en la ocurrencia y magnitud de estos eventos siempre debe tenerse en cuenta al momento de diseñar proyectos relacionados al manejo de recursos hídricos como en el caso de la construcción de una central hidráulica.

El pronóstico de los caudales con que se dispondrá hacia futuro para la operación de esta clase de centrales se suele hacer en base a la combinación de estadísticas y probabilidades. Por un lado con la estadística se hace el estudio de la frecuencia de ocurrencia de los eventos en función a datos históricos, definiéndose patrones generales de comportamiento, mientras que por el otro, la teoría de probabilidades se aplica en el pronóstico de lo que puede esperarse en el futuro, en función a estos patrones definidos.

La Congestión:

Debido a restricciones del sistema de transmisión se puede producir variaciones en el precio como consecuencia de la imposibilidad de llevar energía de un lugar más barato a otro.

- b) **Riesgo de Cantidad de Producción.**- Esta clase de riesgo se presenta de acuerdo a la forma en que opere el mercado. Para un esquema Bilateral las cantidades de energía a producirse están de acuerdo al monto que se encuentre comprometido a través de contratos, por lo cual las empresas generadoras no se ven afectadas por esta clase de riesgo. En cambio, en un mercado de energía donde el despacho de las unidades se realiza en función a la eficiencia económica del sistema en conjunto, e independiente de los compromisos contractuales que se tenga,

siempre estará presente la incertidumbre de la cantidad de energía que generará cada unidad, debido a que no se sabe si serán convocadas a operar o no.

- c) **Riesgo Regulatorio.-** Este riesgo se refiere al posible cambio en las “reglas del juego” o marco normativo en el cual se desarrolla la generación de electricidad. La influencia que tenga dependerá de la magnitud de las reformas que se realicen, como por ejemplo la reestructuración de todo el sector energético y la forma en que se lleve a cabo, como en el caso de la desregulación de los mercados, o la dación de normas que evitan la formación de monopolios, pasando por normas que contemplen aspectos técnicos de operación. Dependerá de la estabilidad de las políticas de gobierno.

3.2.2 Riesgo de Planta

- a) **Riesgo de Precios de Combustible.-** El precio de combustible afecta al generador en su capacidad para competir en el mercado, en la medida que al incrementarse estos valores (los precios de los combustibles) aumenta los costos variables del generador, lo que a su vez puede originar una reducción en la cantidad de horas que entre a operar o la marginación total en la programación del despacho.

Los precios de los combustibles se encuentran asociados a riesgos externos al mercado eléctrico y la manera que afecta al precio de la energía depende por ejemplo si el sistema es mayoritariamente térmico, hidrotérmico o mayoritariamente hidráulico. En cualquiera de estas clases de sistemas un aumento repentino del precio siempre afectará de alguna manera.

b) **Riesgo de Disponibilidad.-** Las unidades generadoras presentan una probabilidad de falla inherente a su funcionamiento, las cuales pueden ser determinadas a través de ensayos. Estas probabilidades de falla son incorporadas en los programas de despacho de modo que en la operación se contemple la indisponibilidad que presenten y las restricciones que implicaría para su operación.

Sin embargo, se presentan contingencias que no pueden ser previstas y que están más allá del control de los operadores, pudiendo afectar el abastecimiento de energía, que a su vez origina la entrada en operación de unidades con mayores costos variables y probables sanciones económicas a las empresas que no cumplan con brindar el suministro.

Cada uno de estos riesgos afecta en diferente medida la operación física, económica y comercial de un mercado de energía. Dependerá cómo estén organizados estos mercados para determinar el grado de influencia que tendrá cada riesgo sobre la obtención de retornos económicos que se espera obtener.

3.3 Incidencia de los riesgos en el mercado peruano

Para hacer el análisis de cómo inciden los riesgos en el mercado peruano es importante primero conocer cómo opera. En el capítulo anterior se explicó cuál era el marco legal en el que se desarrolla la actividad de generación eléctrica y cómo se realiza el despacho de las unidades generadoras. Se debe recordar que el mercado opera a través de un despacho centralizado, definido por el COES en función a los costos variables de operación auditados para las unidades térmicas y de la cantidad

de agua de los embalses que se utilice dependiendo del valor estratégico del agua. Además se indicó que al COES sólo podían acceder los representantes de las empresas generadoras y de las transmisoras que pertenecieran a un sistema interconectado, y que por lo tanto los consumidores no podían comprar directamente a precio spot, viéndose obligados a firmar contratos con las generadoras para cubrir su suministro.

Por otro lado, la producción de energía es mayoritariamente hidráulica. Aproximadamente un 90% de la producción total es generada por centrales hidroeléctricas y el resto es producción térmica; del total de la producción, el 53% va destinado al mercado regulado (donde los precios son regulados) y el restante al mercado de clientes libres¹.

Con estas características ya se puede pasar a analizar la incidencia de cada clase de riesgo, ya definidas anteriormente, en el negocio de generación eléctrica en el Perú.

3.3.1 Riesgo de Precio

En el COES el precio de la energía (y de la potencia) es fijado como el costo marginal de corto plazo luego de la simulación de la operación en forma horaria. Esta simulación depende de la información que brinde cada empresa diariamente al COES para definir la operación del día siguiente y determinar cada media las unidades que entran a operar y los precios de la energía y la potencia.

¹ De enero a diciembre de 2001, según la OSINERG-GART :

Generación hidráulica: 89,5 %

Generación térmica: 10,5 %

Ventas en el mercado regulado: 52,7 %

Ventas en el mercado de clientes libres: 47,3 %

Descripción de la volatilidad de los precios.- Para analizar la volatilidad de los precios hay que tener en claro cuál es su comportamiento en el corto y en el mediano plazo. En las figuras 3.2 y 3.3, por ejemplo se puede apreciar la variabilidad que presenta los precios spot promedios desde el año 1993 hasta 1999 (Estadísticas del COES-SICN). Observando esta gráfica se puede indicar dos cosas. La primera es una tendencia estacional que se presenta cada año. Aproximadamente entre los meses de noviembre a abril se presentan los valores más bajos, mientras que para los meses de junio a octubre en promedio suben. La otra cuestión que se aprecia es cómo ha sido su evolución a través de los años. De 1994 a 1997 se observa un aumento promedio del 80%, principalmente en los meses de abril a noviembre, mientras que para los años 1998 y 1999 los valores bajaron.

El porqué se presentan estas características es estudiado a continuación, en función a la incidencia que tienen las variables como la demanda, la oferta, la hidrología, etc.

Influencia de la Oferta y la Demanda.-

Haciendo un análisis en el corto plazo, para el despacho de las unidades se ordena la oferta en orden ascendente a sus costos variables, hasta que cubran el diagrama de carga diario con el que se cuenta. En promedio se ha definido el comportamiento de la demanda para cada estación del año y su variación diaria. Por ejemplo entre los meses de octubre a diciembre suele presentarse la máxima demanda del sistema, mientras que comúnmente en febrero se presenta la mínima. Estos comportamientos suelen ser típicos, lo mismo existen comportamientos típicos para los días de la semana. Por lo general no se presenta incrementos intempestivos

de la demanda y su afectación en los precios de la energía dependerá de la duración que tengan.

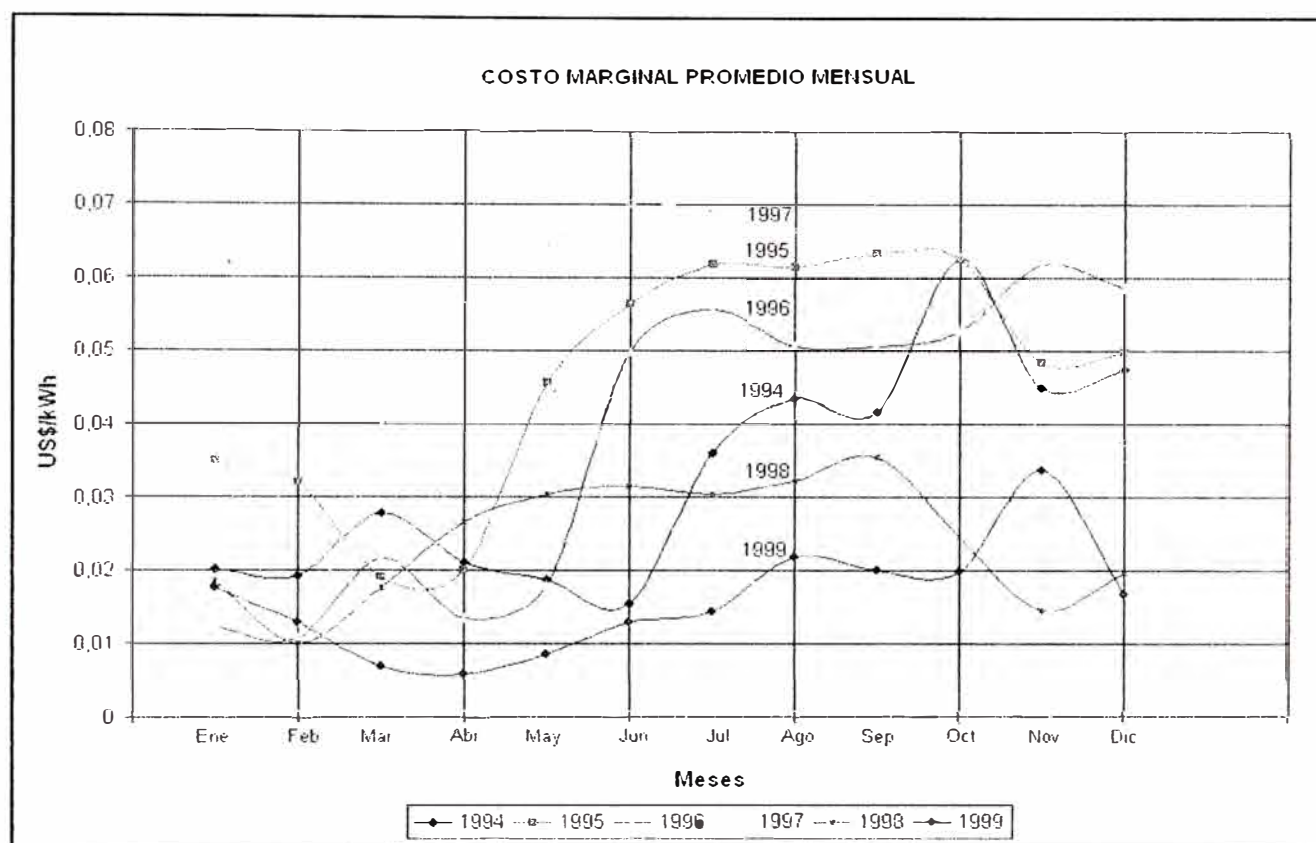


Figura 3.2 - Variación de los Costos Marginales promedios mensuales

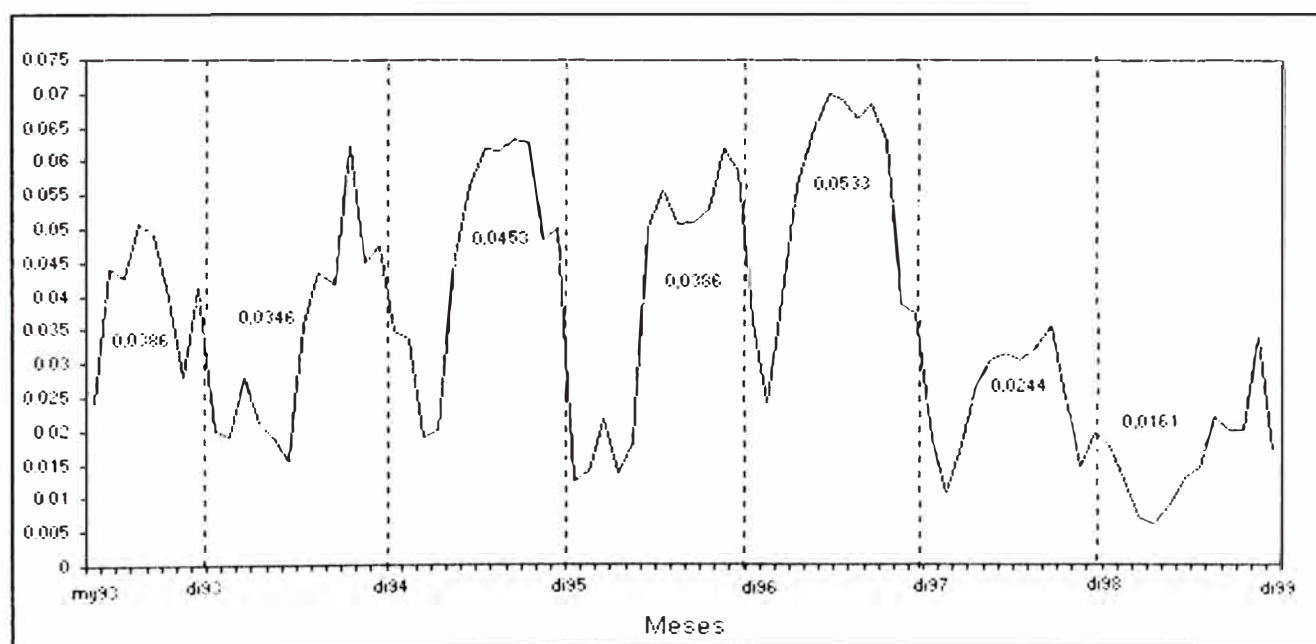


figura 3.3 - Variación de los Costos Marginales promedios mensuales

En cambio para el largo plazo la demanda tiene un comportamiento promedio creciente, manteniendo la estacionalidad anual, y cuya proyección de dicho crecimiento si es importante no solo para el planeamiento de la expansión del sistema, sino también para la determinación de los precios regulados. La importancia de estos últimos radica en que suelen servir de referencia en el establecimiento de los precios de venta a través de contratos y viceversa.

En las figuras 3.5 y 3.6 se aprecia como la demanda evoluciona en función a las estaciones climatológicas, mostrando un comportamiento similar al de los costos marginales (aumenta entre octubre y diciembre, y disminuye en febrero, ver figura 5.3). Al comparar su comportamiento a través de los años se puede encontrar algunas diferencias. Si bien a largo de cada año existe cierta estacionalidad, la tendencia general que se presenta es creciente a través de los años. Ahora, para 1997 se produjo un repentino aumento en el consumo, que coincide con el aumento de los costos marginales para ese mismo periodo. En ese sentido se puede afirmar que si bien en el corto plazo no existe una gran influencia, en el largo plazo sí.

En lo que respecta a la oferta de energía, como se mencionara anteriormente, está relacionada con la demanda, en función a los requerimientos de abastecimiento que se tengan para determinada hora.

Al hacer un análisis en el corto plazo, se puede mencionar que la entrada en operación de las unidades generadoras responde a los diagramas de carga que deban ser cubiertos en determinada hora. En cuanto a los problemas de indisponibilidad que puedan presentarse, en el predespacho se considera unidades de reserva que entren a operar en caso de que alguna unidad convocada a operar no pueda hacerlo.

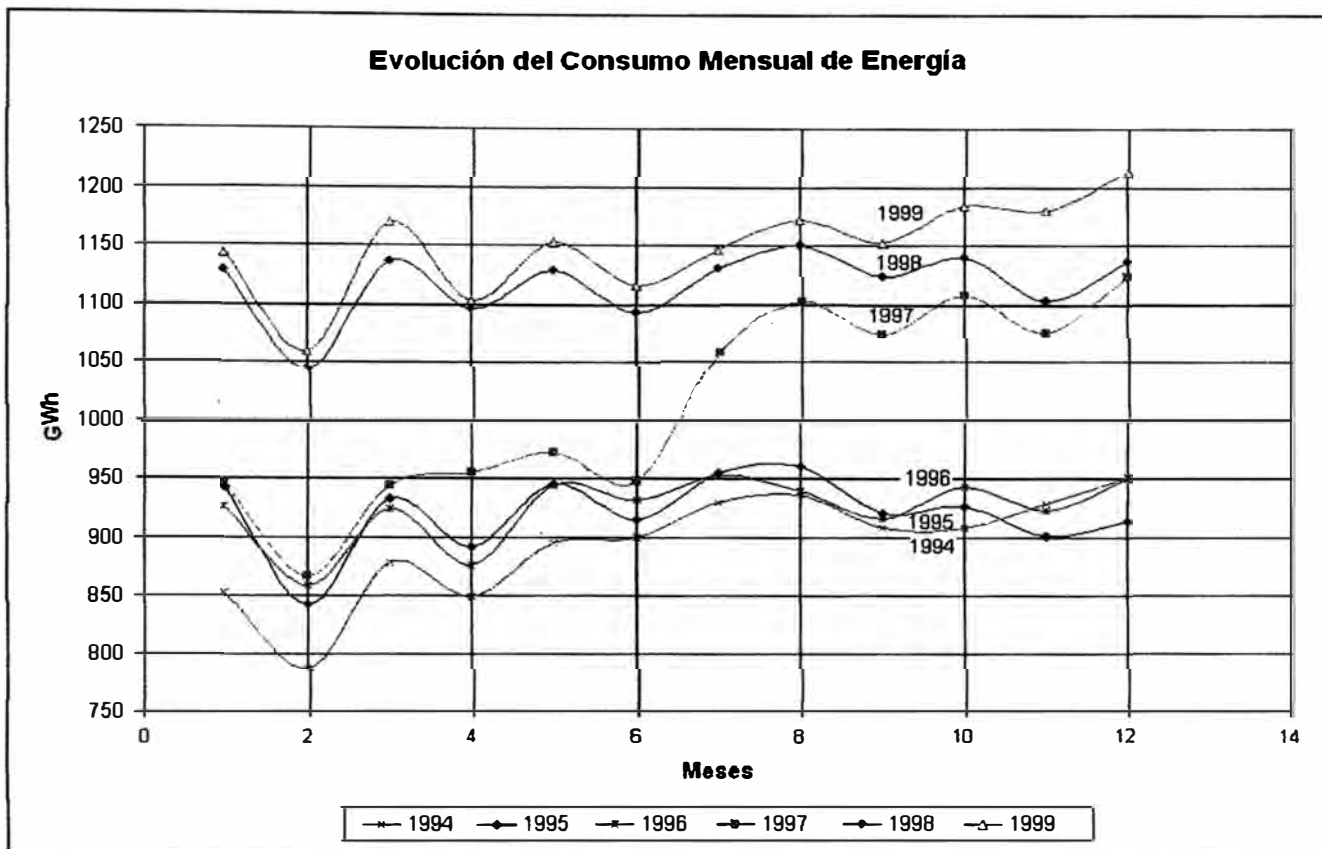


Figura 3.5 – Evolución del consumo de energía

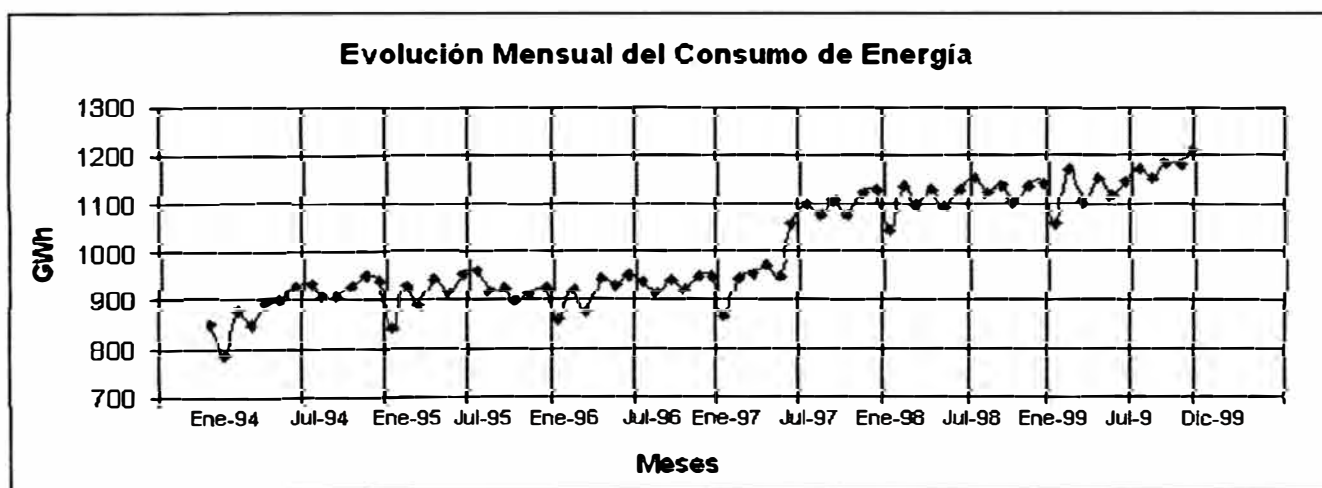


Figura 3.6 – Evolución del consumo de energía

Sin embargo los problemas de indisponibilidad que pueden presentarse no muy frecuentemente pueden tener una duración considerable, que en el mediano plazo afecta a los costos de energía. Por ejemplo, la salida de de operación de la central de Chimay en julio de este año trajo como consecuencia la entrada en operación de de unidades de generación térmica (ver tabla 2), cuyo costo de operación hace que aumente el precio de la energía.

	Hidro	Carbón	Gas	Diesel
15-jul	86,793 %	4,711 %	6,861 %	1,63 %
16-jul	84,76 %	5,181%	7,862 %	2,189 %
17-jul	78,542 %	5,912 %	9,966 %	5,58 %
18-jul	77,705 %	5,985 %	10,502 %	5,808 %
19-jul	76,603 %	5,954 %	10,523 %	6,92 %
20-jul	80,113 %	6,132 %	10,586 %	3,17 %

Tabla 2 – Variación en la utilización de fuentes de generación Eléctrica ante la pérdida de parte de generación hidráulica

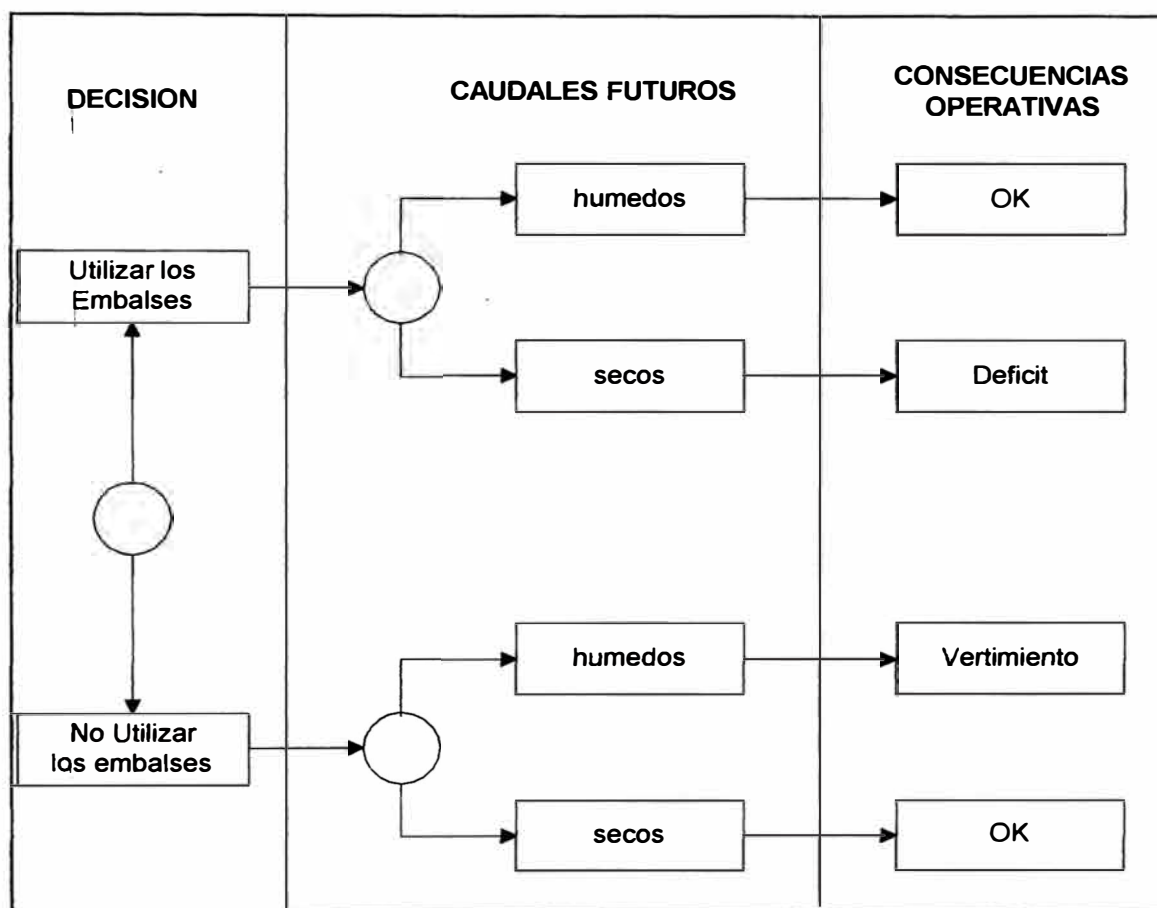
En cuanto al mediano y largo plazo, el ingreso en operación de nuevas unidades generadoras obedecerá en gran medida a las necesidades de abastecer la demanda, o tal vez de mejorar la eficiencia de algunas existentes.

Influencia del Clima – la Hidrología.-

Ya se indicó que el clima afecta en cierta forma la demanda de electricidad. Sin embargo, su influencia principal se encuentra en cómo afecta a la hidrología.

La hidrología es un parámetro importante ya que define la cantidad de agua con la que se cuenta para operar las unidades hidráulicas. Como se mencionó anteriormente, el despacho de las unidades se realiza en forma ascendente en función a los costos de producción, siendo las más económicas las centrales hidráulicas, luego las de gas, de carbón y las unidades diesel. No obstante, el despacho que se realiza no es tan simple, se debe definir si utilizar el agua con el que se cuenta o guardarla para los siguientes meses, debido a la incertidumbre que presenta la

afluencia de caudales hidrológicos. El valor del agua se relaciona con la decisión de utilizar o no y los costos que a futuro generará dicha decisión. Las situaciones que puede presentarse se muestran en la figura 3.7.



Extraído de [14]

Figura 3.7 – Decisiones en sistemas hidrotérmicos

De las cuatro situaciones que se presentan, una de ellas es la más desventajosa, cuando se presenta déficit de agua necesaria para hacer operar las centrales. En este caso tendrán que entrar las centrales térmicas, que tienen costos operativos muy por encima de las centrales hidráulicas, y por lo tanto el costo marginal se incrementará. De aquí radica la importancia de definir la política óptima de utilizar el agua o no

frente a la incertidumbre que se tiene de cómo se presentará la hidrología cada temporada.

Si bien la hidrología también presenta cierta estacionalidad a lo largo del año, teniéndose así periodos de avenida y de estiaje, la presencia de fenómenos climatológicos como El Niño alteran la ocurrencia de estos ciclos, pudiéndose presentar el retraso del inicio del ciclo de lluvias o la variación en la duración de estos ciclos.

Es sobretodo el periodo de lluvias el que presenta mayor aleatoriedad en cuanto a ocurrencia y magnitud. Por ejemplo, analizando la frecuencia de los caudales hidrológicos promedio mensuales presentados por el río Mantaro entre los años 1965 al 2000 (figura 3.8) que para diciembre, la ocurrencia de un caudal entre 15 a 20 m³/seg. tiene una probabilidad (obtenida en función a la frecuencia de ocurrencia que ha presentando durante 1965 a 2000) de 20%, para enero de entre 15 a 35 m³/seg. de 16%, mientras que en febrero la dispersión es mayor.

En cambio para meses de estiaje (entre mayo y noviembre), existe poca dispersión, teniéndose así que la probabilidad de ocurrencia de un caudal entre 5 a 15 m³/seg en julio alcanza un valor de 72%.

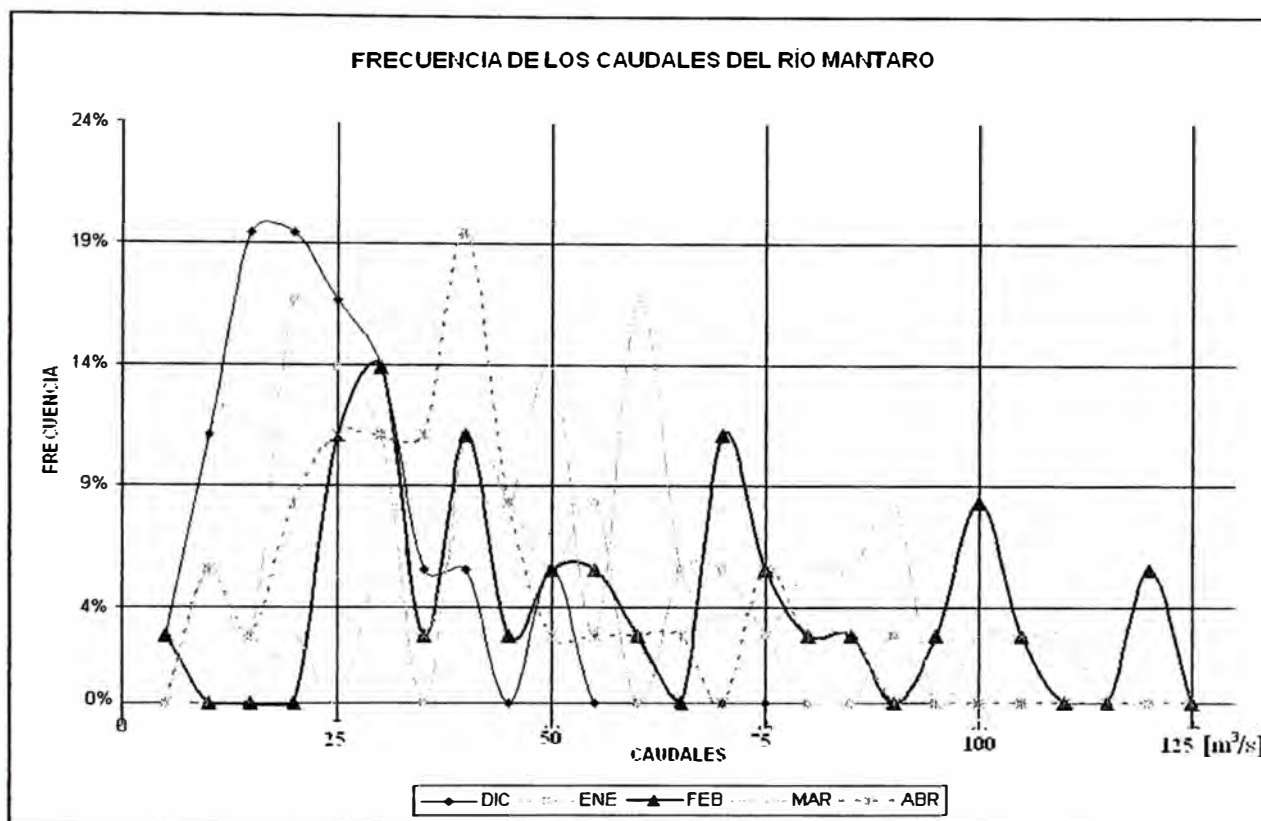


Figura 3.8 – Ocurrencia de los caudales del río Mantaro (Dic - Abr)

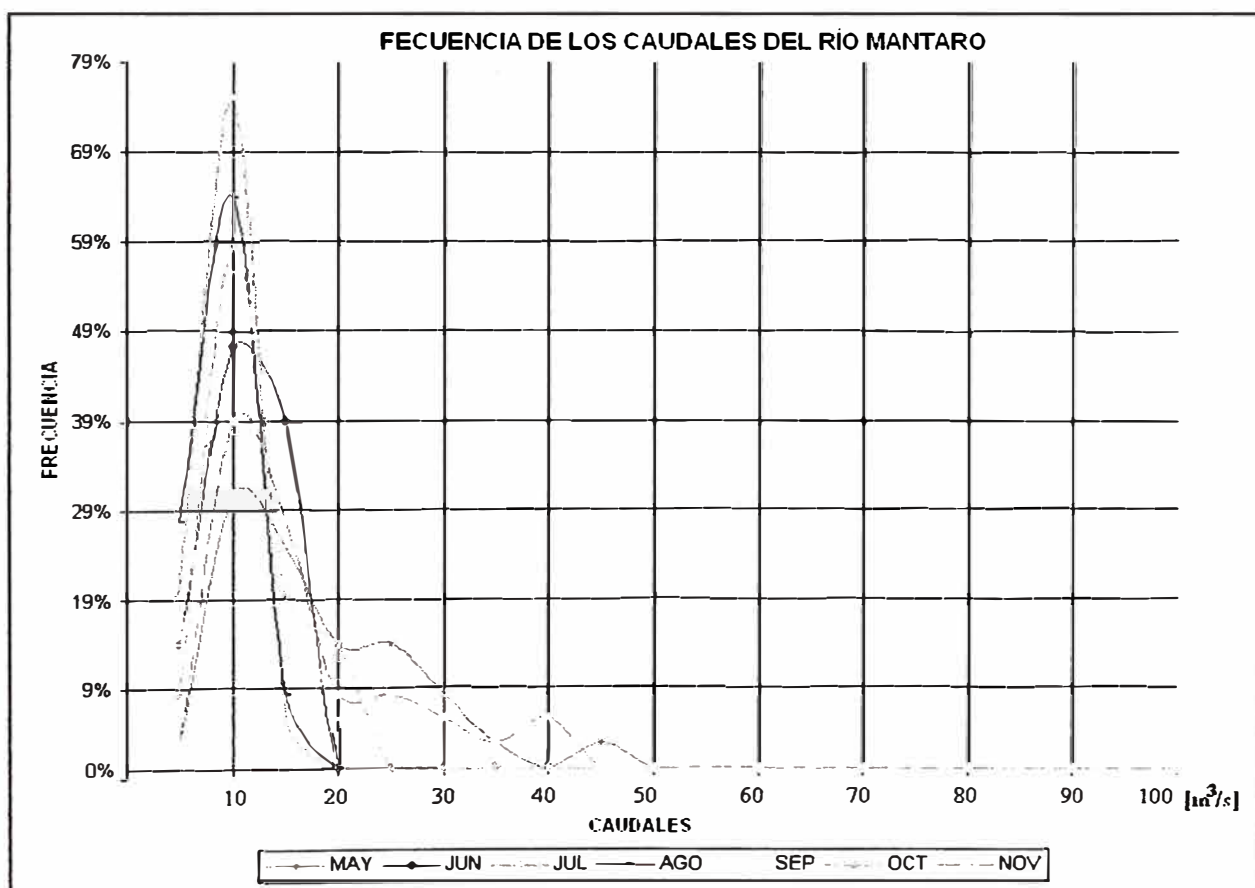


Figura 3.9 - Ocurrencia de los caudales del río Mantaro (May - Nov)

Se debe tener en cuenta que es en los meses de avenida en los que se llenan los embalses y también en lo que se presenta la mayor aleatoriedad de la presencia de lluvias, la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas para operar y por lo tanto en los costos marginales. En la figura 3.10 se muestra el comportamiento de los costos marginales y de los caudales promedios mensuales del río Mantaro entre los años de 1995 a 1999.

En promedio se observa que en los meses de avenida los costos marginales son bajos, mientras que en los meses de estiaje sucede lo contrario. Si se observa el año de 1997, en el que los costos marginales promedios presentaron su mayor valor, en ese mismo año los caudales hidrológicos promedios presentaron su menor valor en temporada de avenida (para el rango de estudio). Si bien ese mismo año también se produjo un aumento considerable en la demanda (figura 3.5), es el comportamiento de la hidrología la que preponderó en el incremento de los costos marginales. Para verificar esto, basta observar el año 1999, en el cual los costos marginales disminuyeron en gran medida con respecto a 1997, mientras que los caudales hidrológicos fueron los más altos (para el periodo de estudio). Sin embargo para 1999 la demanda aumentó respecto de 1997, por lo cual se puede deducir que los costos marginales no sufrieron gran influencia por parte del comportamiento de la demanda. Es de este modo que se puede afirmar que la aleatoriedad de la hidrología es la que introduce mayor incertidumbre en la variación de los costos marginales.

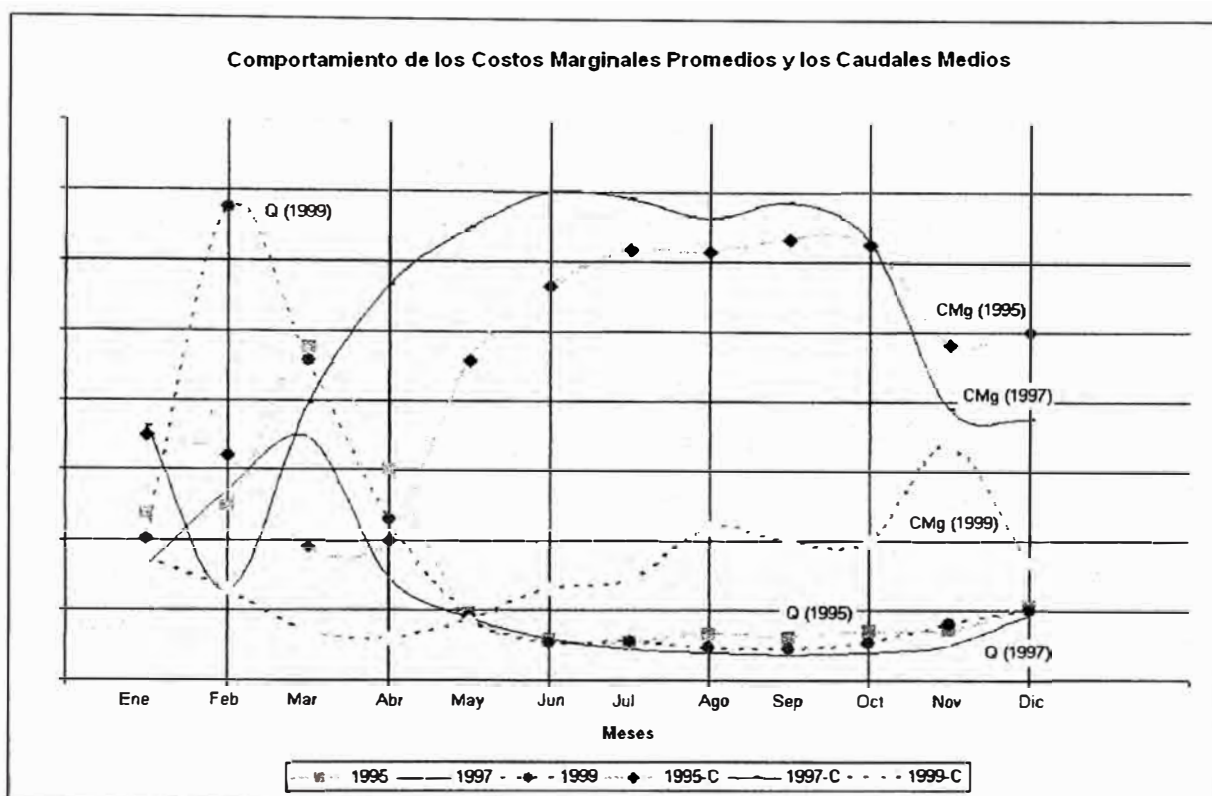


Figura 3.10 – Comparación de caudales promedios y costos marginales

Influencia del riesgo de Cantidad de Producción.-

Ya se mencionó que la operación del sistema peruano es a través de un despacho centralizado, por lo tanto el nivel de producción lo define el COES.

En el capítulo 2, en la ecuación (2.4) se determina cuál es el margen de ganancia que obtiene una empresa generadora cuando participa en los tres mercados a los que puede acceder. El primer término de esta ecuación mostraba el margen de ganancia que se obtenía cuando era convocado a operar por el COES. Si no se es convocado, este término se anula, quedando únicamente el término correspondiente a la decisión de comercializar a través de contratos. En este sentido, el generador no puede definir el nivel de su producción, debido a que está sujeto al despacho conjunto que haga el COES, en función a la disponibilidad de unidades generadoras

con las que se cuente, y de la demanda que deba cubrirse. En otras palabras, la incertidumbre en la cantidad de producción depende de la demanda, de la oferta y de la hidrología.

Influencia de los Precios de Combustible.-

Como se mencionó anteriormente el porcentaje de centrales térmicas que contribuyen en la producción total es reducido. Esto es debido a los costos que se debe incurrir para operar dicha unidades, sobretodo el precio del combustible.

Si bien nuestro sistema hidrotérmico está compuesto por casi 90% de generación hidráulica, no se puede afirmar que la variación en los precios de los combustibles no afecten los precios de la energía, ya que generalmente son las unidades que usan estos combustibles las que cubren la punta del diagrama de carga y por lo tanto las que determinan el precio.

Por otro lado, la entrada en operación de unidades que utilizarán el gas de Camisea será un factor importante a considerar en los estudios de evaluación comercial, ya que estas unidades, por el precio del gas, entrarán a operar en la base del diagrama de carga.

Como conclusión de lo explicado en este último punto del capítulo, se puede indicar que la aleatoriedad que presenta la hidrología es que más influye en el comportamiento de los costos marginales, y es la variable sobre la que se tiene menos control, por lo cual en desarrollo del modelo de análisis comercial que se explica en el capítulo siguiente, es la hidrología la que se considera como generadora de los principales escenarios de estudio.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL MODELO DEL CÁLCULO DE RIESGO EN EL NEGOCIO DE GENERACIÓN

4.1 Método de Cálculo del Riesgo

En el capítulo 2 se revisó las formas en que una empresa generadora puede participar en el mercado eléctrico peruano y a partir de ello se dedujo como obtenía un margen de ganancia (ecuación 2.15). Este margen cuenta con dos componentes uno que dependía de si se era convocado a operar por el COES (margen de generación) y otro que dependía esencialmente de la decisión de la empresa de comercializar a través de contratos en el mercado libre y/o regulado (margen de comercialización). Esto obliga a las empresas generadoras realizar una gestión de su política comercial, en la que cada una de ellas debe decidir la cantidad de su potencia efectiva que debe comprometer mediante la firma de contratos, teniendo en cuenta que existe un límite dado por la potencia firme. Por consiguiente, la variable relevante en la política comercial de las empresas de generación es la cantidad de energía que se comprometerá en contratos.

Este proceso de definición de la política comercial se desarrolla a través de la generación de información necesaria que permita realizar el análisis. Para esto es necesario determinar cuál es la información requerida y cómo se obtiene. En la figura

4.1 se muestra un diagrama de cómo se plantea en este trabajo la generación de dicha información.

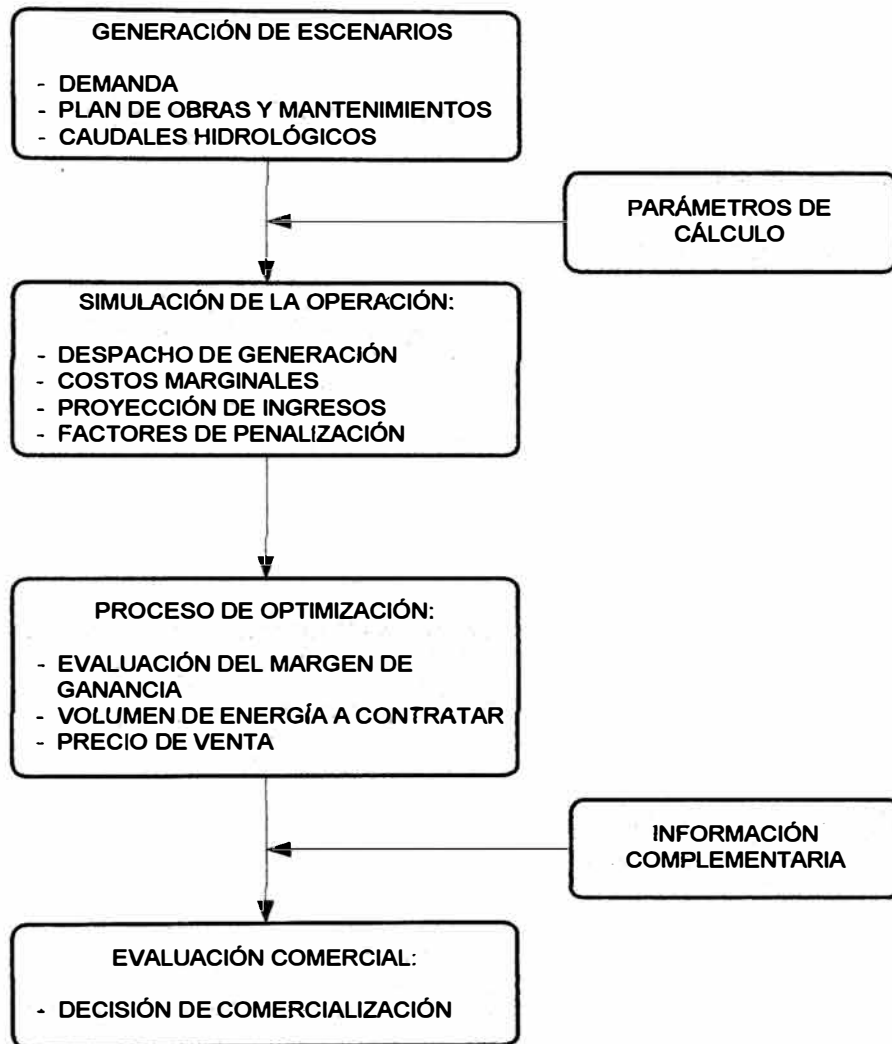


Figura 4.1 – Proceso de definición de una política comercial

4.1.1 Generación de Escenarios

En el capítulo 3 se estudió cuáles eran las variables que afectaban la obtención del margen de ganancia de la empresa. Entre otras cosas se vio como siendo necesario definir los ingresos a futuro, el comportamiento de parámetros como la evolución de la demanda, la oferta, la disponibilidad de recursos para la operación de

las unidades generadoras, entre otros, influenciaban no sólo en la determinación del plan de operación, sino también en el comportamiento de los costos marginales.

El determinar cómo se comportarán estas variables a futuro definirá los posibles escenarios que pudiesen presentarse, pudiendo obtenerse tantos escenarios como combinaciones de los posibles comportamientos de las variables se desee tener, lo cual complica el análisis, mientras que por otro lado, si se diera prioridad a aquellas variables que presentan mucha mayor incertidumbre que otras, y que además son mucho más determinantes, se podría realizar un análisis menos complicado y de similar validez.

Dentro de estas variables se determinó que la hidrología era la variable que se ajustaba a estas características por lo que para el modelo que se desarrolla en este trabajo se la considera generadora de escenarios. Esto no implica que se desestime la importancia de los otros parámetros, en realidad se debe realizar una proyección de los mismos para los períodos de análisis que se desee realizar. Es decir, estos parámetros también son necesarios predecirlos para la simulación de la operación del sistema en el horizonte de análisis y dependerá de cuán confiable sean los resultados obtenidos para que el análisis final sea valedero.

4.1.2 Simulación de la Operación

Definidos los posibles escenarios y planteadas las demás premisas bajo las cuales se desea realizar el análisis (parámetros de cálculo: duración del estudio, número de escenarios hidrológicos a considerar, periodo de actualización de los costos marginales, etc.), se procede a simular la operación del sistema, permitiendo:

- Simular el Despacho de Generación
- Calcular los costos marginales
- Calcular los ingresos esperados por las empresas
- Calcular los factores de penalidad

Para esto se utiliza el modelo de cálculo de costos marginales del SINAC, el modelo PERSEO, el cual es empleado por la OSINERG-GART para fijación tarifaria de precios de barra que realiza cada seis meses.

Aquí también se pueden evaluar los posibles proyectos a desarrollar por parte de la empresa, desde el punto de vista de su competitividad respecto a unidades de generación de la competencia.

4.1.3 Proceso de Optimización

Evaluación del Margen de Ganancia

Conocidas las proyecciones del despacho de generación y los costos marginales, el siguiente paso consiste en evaluar el comportamiento del margen de ganancia (mensual o anual) que obtendría la empresa generadora ante diversos escenarios.

Tal como se dijera en el capítulo 2, existe una componente del margen de ganancia que depende esencialmente de la decisión de empresa de comercializar, y que está en función de la cantidad de energía que pueda vender a través de contratos, y el precio al que venda. En este sentido, el definir adecuadamente estos dos parámetros se verá reflejado en las utilidades que obtendrá la empresa.

Para realizar este análisis existen diversas alternativas, que se ajustan a diversas situaciones. En este trabajo se plantea la utilización de la teoría de

Markowitz (ecuaciones 3.3 y 3.4), que emplea conceptos básicos de estadística para resolver este problema.

Determinación del volumen óptimo de energía

Uno de los parámetros que se puede obtener al evaluar el margen de ganancia es el volumen óptimo de contratación. Para esto se plantea como función objetivo la dispersión o varianza del margen de ganancia.

Determinación del precio mínimo

El otro parámetro a determinar es el precio de venta, y al igual que en el caso anterior se plantea la minimización del riesgo del margen de ganancia para un cliente determinado.

Ambos puntos serán desarrollados en 4.3 y 4.4 respectivamente, ya que ellos constituyen el fundamento en el que se basa el modelo computacional desarrollado.

4.1.4 Evaluación Comercial

La evaluación comercial comprende aspectos mucho más complejos que lo visto hasta este punto. Se requiere de información adicional sobre los estados económicos y financieros de la empresa en su conjunto, de cómo están organizados y cuáles son las metas hacia las que apunta, información que es propia de cada empresa, además de tomar en cuenta el comportamiento histórico de los clientes, entre otros. Una vez reunida esta información se procede a formular las estrategias

específicas que debe seguir la empresa frente a los diversos escenarios que pudiesen presentarse y cómo ir ajustándolas cuando se presentan situaciones no previstas.

De lo mencionado en el párrafo anterior, en este trabajo no se desarrolla este punto, simplemente se limita a brindar una herramienta que muestre comportamiento del margen esperado y su distorsión, y permita realizar la gestión del riesgo, pasando a formar parte de los factores a ser considerados en el establecimiento de la política comercial de la empresa.

4.2 Simulación de los Costos Marginales – Modelo PERSEO

Parte importante en la evaluación del margen comercial es la simulación de los costos marginales, para lo cual se emplea el modelo PERSEO (Planeamiento Estocástico con Restricciones en Sistemas Eléctricos).

Este modelo fue desarrollado en el año 2000, con el objeto de salvar las limitaciones de los modelos utilizados hasta ese entonces (modelo Junín y modelo Camac).

Características del Modelo PERSEO:

- Representación multiperodo, con un horizonte multianual dividido en etapas mensuales.
- Representación de la demanda de energía mediante bloques horarios.
- Representación de cada línea y barra, considerando las leyes físicas que rigen el flujo de energía en la red eléctrica y sus capacidades de transmisión.
- Incorporar el efecto que producen las pérdidas de transmisión en el valor de los costos marginales de cada barra del sistema.

- Representación multiembalse por cuenca, con la consideración individual de cada embalse de gran tamaño.
- Representación de las demandas de riego y agua potable en diversas partes de la configuración hidráulica de las cuencas del sistema.
- Representación multicentral por cuenca, con la consideración individual de cada central hidroeléctrica.
- Diferenciación entre centrales hidroeléctricas que poseen capacidad de transferencia de energía entre bloques horarios y las que no la tienen.
- Incorporación del efecto de los mantenimientos de las centrales hidroeléctricas del sistema en la operación del mismo.
- Representación del parque generador térmico, incorporando los efectos que causan la indisponibilidad fortuita y programada de las unidades generadoras.

El proceso de búsqueda del óptimo se lleva a cabo en dos etapas que se repiten para cada escenario hidrológico. En la primera etapa mediante un proceso iterativo se determina en que medida se pueden atender las demandas de riego y agua potable, así como los coeficientes de pérdida de las líneas de transmisión en las cercanías del punto óptimo de operación. Esta información es utilizada en la segunda etapa o modelo definitivo en el que se determina la operación óptima y los costos marginales del sistema.

4.3 Determinación del volumen Óptimo de Contratación

Para determinar el volumen óptimo se debe analizar el comportamiento del Margen de Ganancia referido al mercado spot para cada escenario hidrológico h planteado. Para esto se utiliza la ecuación (2.15):

$$MG_h = \sum_j (I_j \times CMg_h - CP_j) + V (P_c - CMg_h) \quad (4.1)$$

Haciendo $MGs_h = \sum_j (I_j \times CMg_h - CP_j)$, que representa el margen que se obtendría por ventas en el mercado spot (margen de generación). Entonces la ecuación (4.1) queda de la siguiente manera:

$$MG_h = MGs_h + V (P_c - CMg_h) \quad (4.2)$$

Luego se determina el valor esperado del margen Comercial:

$$\mu_{MG} = \mu_{MGs} + V \times (P_c - \mu_{CMg}) \quad (4.3)$$

En este análisis se aplica la teoría de selección de portafolios de Markowitz haciendo un símil entre margen de ganancia en un determinado mercado como posibilidad de inversión. Si bien el criterio mencionado busca determinar el portafolio óptimo a través de la determinación de la proporción en que se debe invertir en las diversas alternativas, para el caso que se está analizando en este momento, la búsqueda del portafolio óptimo representa el determinar cómo se debería participar en el mercado spot y en el mercado de contratos. Si se tiene en cuenta que no es posible decidir cuánto se va a participar en el mercado spot, si se puede hacer lo propio con el mercado de contratos.

De acuerdo al criterio de Markowitz (ecuación 3.3) el riesgo se define como la desviación del margen esperado.

$$\sigma_{MG_h}^2 = \sigma_{MG_{sh}}^2 + \sigma_{[Vx(P_c - CM_{g_h})]}^2 + 2x\sigma_{[MG_{sh}, Vx(P_c - CM_{g_h})]} \quad (4.4)$$

para efectos de análisis se considera V y P_c como constantes, entonces:

$$\sigma_{MG_h}^2 = \sigma_{MG_{sh}}^2 + V^2x\sigma_{CM_{g_h}}^2 - 2Vx\sigma_{(MG_{sh}, CM_{g_h})} \quad (4.5)$$

como se observa la varianza del margen comercial depende del volumen de energía, y se puede determinar un valor para V que minimiza el valor de la varianza; este valor se puede calcular de la siguiente manera:

$$\frac{\partial \sigma_{MG_h}^2}{\partial V} = 2 \times V^* \times \sigma_{CM_{g_h}}^2 - 2 \times \sigma_{MG_{sh}, CM_{g_h}} = 0 \quad (4.6)$$

Luego:

$$V^* = \frac{\sigma_{MG, CMg}}{\sigma_{CMg}^2} \quad (4.7)$$

Con este volumen V*, al cual denominamos volumen óptimo, el margen comercial que se espera obtener presenta la menor dispersión, es decir, se espera obtener un margen comercial con el menor riesgo, para cualquier precio P_c de venta que se ofrezca.

Si de la ecuación (4.2) se despeja V y se reemplaza en la ecuación (4.5), esta última se convierte en una relación de tipo cuadrática entre la varianza del margen

comercial y su valor esperado, y , para diferentes valores de P_c , se genera una familia de parábolas, como se puede apreciar en el gráfico siguiente:

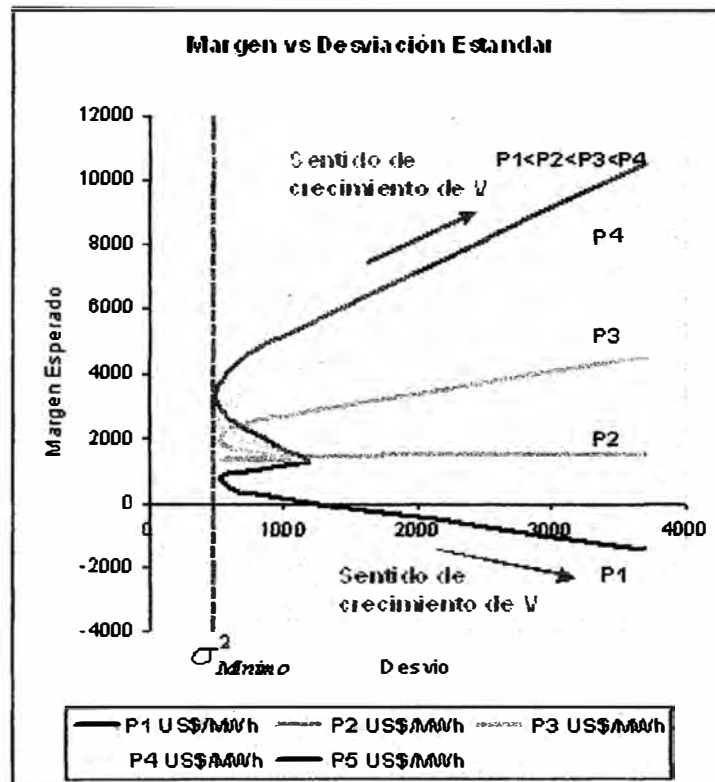


Figura 4.2 – Margen Vs Desviación Estándar

En la figura 4.2 se aprecia que para cualquier valor de P_c , cada gráfica presenta como desviación mínima del margen de ganancia un mismo valor, el mismo que se obtiene al reemplazar el valor del volumen óptimo en la ecuación 4.2.

Otra situación que se aprecia en esa misma figura viene relacionada con la tendencia que muestran las curvas. Dependiendo del precio que se evalúe el margen esperado de ganancia puede ser favorable o no. Lo que esto significa es que el tener mayor exposición al riesgo (mayor desviación del margen de ganancia) no necesariamente significa obtener mayores márgenes de ganancia. Por ejemplo, como se aprecia en la figura, para un precio menor a P_2 , el incrementar el volumen de

energía a contratar, con el respectivo incremento de riesgo representa obtener márgenes de ganancia negativos.

4.4 Determinación del Precio Mínimo de Venta

Otro parámetro importante en la evaluación del margen comercial es la determinación del precio de venta de energía. Lo que se pretende en este punto es determinar un precio mínimo de contrato para un cliente determinado, ubicado en cierta barra del sistema, así como el precio medio equivalente a proponer para la suscripción de contratos. Para esto, se evalúa el margen comercial que se produciría en el punto de consumo del cliente para una hidrología h que pudiese presentarse (MC_h) según la siguiente expresión:

$$MC_{bh} = Cx(P_v - CMg_h) \quad (4.8)$$

Donde:

- C :Energía mensual a contratar en la barra analizada.
- P_v :Precio de contrato referido a la barra analizada.
- CMg_{bh} :Costo de la energía en la barra analizada.

El precio de contratación en barra analizada P_v se encuentra relacionado con el precio constante de contratación en el mercado spot P_c mediante los factores de penalización fp_{bh} respecto de la barra donde se realizan las transacciones del mercado spot.

Como en el caso de la determinación del volumen de energía óptimo, el criterio que se utiliza para determinar el precio mínimo es el de Markowitz (ecuación 3.3), pero para que al realizar el análisis la energía a contratar C no afecte

directamente la varianza del margen comercial, se consideró necesario trabajar con el margen unitario, el mismo que se encuentra definido por:

$$mc_{bh} = \frac{MC_{bh}}{C} \quad (4.9)$$

de modo que la ecuación (3) quedaría ahora expresada de la siguiente manera:

$$mc_{b,h} = fp_{bh} \times P_c - CMg_{bh} \quad (4.10)$$

Cuya varianza esta dada por:

$$\sigma_{mc}^2 = P_c^2 \sigma_{fp_b}^2 + \sigma_{CMg_b}^2 - 2xP_c \times \sigma_{fp_b, CMg_b} \quad (4.11)$$

En este caso, como se observa, la varianza del margen comercial depende del precio de contratación referido al mercado spot P_c . Luego se determina el precio que minimiza la varianza de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{mc}^2}{\partial V} &= 2xP_c^* \times \sigma_{fp_b}^2 - 2x\sigma_{fp_b, CMg_b} = 0 \\ \Rightarrow P_c^* &= \frac{\sigma_{fp_b, CMg_b}}{\sigma_{fp_b}^2} \end{aligned} \quad (4.12)$$

y el margen unitario esperado se obtiene como:

$$\mu_{mgT} = P_c \times \mu_{f_b} - \mu_{P_b} \quad (4.13)$$

Si se despeja P_c de la última ecuación y se reemplaza en la ecuación (4.11) nuevamente se obtendría una relación cuadrática entre la varianza y el valor esperado del margen unitario.

Como se mencionó anteriormente, el precio óptimo P_c que se obtiene es constante, mas no así precio a contratar con el cliente, el cual es variable en el tiempo y ante las hidrologías evaluadas, por lo cual es necesario determinar un precio medio equivalente (P_{eq}) que refleje los costos del suministro. Para esto se deben determinar el VNA del egreso y el VNA de la energía a contratar:

$$VNA_{egreso} = \sum_{i=1}^N \frac{Egresos_{ih}}{(1+t)^i} = \sum_{i=1}^N \frac{CxP_c xfp_{ih}}{(1+t)^i} \quad (4.14)$$

$$VNA_{energia} = \sum_{i=1}^N \frac{Energía_i}{(1+t)^i} = \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1+t)^i} \quad (4.15)$$

El precio de equilibrio para cada escenario hidrológico h queda definido:

$$P_{eqh} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{CxP_c xfp_{ih}}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{C}{(1+t)^i}} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{P_c xfp_{ih}}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+t)^i}} \quad (4.16)$$

por lo tanto, el valor esperado del precio de equilibrio se define como:

$$P_{eq} = P_c x \mu_h \left(\frac{\sum_{i=1}^N \frac{fp_{ih}}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+t)^i}} \right) \quad (4.17)$$

Donde:

- N : Número de meses que durará el contrato.
- t : Tasa de retorno mensual activa considerada.

Se debe comentar que si bien existe un precio óptimo de contratación que ofrece la menor varianza en el ingreso unitario, este valor no siempre es competitivo por lo que se utiliza el precio mínimo de contrato que resulta siendo aquel que produce un margen igual a cero.

4.5 Implementación del Modelo

El modelo que se utiliza para la evaluación del Margen Comercial ha sido desarrollado como un programa Macro de MsExcel que emplea como datos de entrada información generada por el modelo PERSEO, que son:

- Costos Marginales en el mercado spot
- Ingresos esperados por la empresa en cuestión
- Factores de penalidad de las barras del sistema respecto a la barra de referencia,

Esta información tiene que ser generada no solo por etapa (que es la forma en que habitualmente reporta el programa a excepción del último), sino también por secuencia hidrológica. Esta opción de generar reportes también se encuentra comprendida dentro del modelo PERSEO, pero por cada secuencia hidrológica crea un archivo individual, lo cual haría engorrosa la adquisición de la misma. Para facilitar su manejo se vio por conveniente realizar algunas modificaciones al modelo original de modo que pueda generar el reporte de esta información en forma más adecuada. A esta versión modificada del PERSEO se le ha denominado PERSEQMOD.

4.5.1 Modelo PERSEOMOD

Básicamente lo que hace este modelo es crear adicionalmente a los reportes que genera el modelo PERSEO otros dos reportes en los cuales se presente como información:

- Los costos marginales de la barra de referencia, por etapa y por secuencia hidrológica.
- Los ingresos esperados por las empresas de generación también por etapa y por secuencia hidrológica. Esta información representa el margen esperado en el spot.
- Los factores de penalidad de todas las barras que hayan sido consideradas dentro de la simulación, respecto a la barra de referencia (por etapa y por secuencia hidrológica).

Los reportes son presentados en los archivos *com.csv* y *comb.csv* y cuyos contenidos son:

Com.csv

- Costos marginales del mercado spot (en US\$/MWh).
- Ingresos netos esperados en el mercado spot para todas las empresas consideradas en la simulación (en Miles US\$).

Comb.csv

- Factores de penalidad respecto a la barra base

4.5.2 Modelo de evaluación del Margen Comercial

Con este modelo se realiza la evaluación del margen comercial, teniendo como información los reportes generados por el modelo PERSEO. Dentro de él se encuentran comprendidos dos otros dos modelos, el modelo 1 que determina el

volumen óptimo de energía y el modelo 2 que determina el precio mínimo de venta de energía.

El modelo ha sido desarrollado para ser ejecutado desde una hoja de MS Excel, a la cual, adicional a los archivos generados por el PERSEO, sólo hay que ingresarle los parámetros bajos los cuales se desea realizar el análisis.

Determinación del Volumen Optimo (Modelo 1)

Para determinar el volumen óptimo mensual a contratar por la empresa este modelo utiliza como datos los resultados obtenidos de la corrida del Modelo PERSEOMOD, específicamente la información del archivo "*com.csv*", y los parámetros fijados para el análisis.

Ante diferentes escenarios hidrológicos que se pueden presentar, el modelo determina el posible valor del margen total para una empresa generadora y crea una serie de familias de parábolas en función de diversos montos de energía y precios a los cuales se pueda vender, y así determinar directamente la cantidad de energía que se debe asegurar en el mercado de contratos para disminuir la exposición al riesgo que le impone el mercado spot.

Así mismo, con este modelo se puede conocer que tan expuesto se halla uno en el mercado frente a diversos volúmenes de venta y diversos precios. Por lo tanto, si se considera la premisa de que el margen esperado debe ser mayor que la desviación, es posible determinar el precio mínimo a ofertar en la barra spot para diversos rangos de energía a contratar.

Determinación del Precio de Vente (Modelo 2)

Este modelo sirve para determinar el margen mensual esperado de las ventas de energía a un cliente específico solo debido a su contrato, dejando de lado el efecto

del mercado spot. Para ello se considera el volumen de energía mensual que contrate y la ubicación espacial del cliente dentro del sistema eléctrico.

Los datos utilizados son los resultados obtenidos en la etapa de simulación con el Modelo PERSEOMOD que se encuentran en los archivos "*comb.csv*" y "*com.csv*", y los parámetros establecidos para el análisis.

Dado que la información generada en ambos reportes corresponde a todas las empresas consideradas en la simulación, se puede realizar el análisis comercial para cualquiera de estas empresas, y de esta forma comparar las ventajas de cada una de ellas frente a clientes ubicados en diversas barras.

Parámetros requeridos para el análisis

Además de la información que se encuentra en los archivos *com.csv* y *comb.csv* se debe indicar los parámetros bajo los cuales se desea realizar el análisis, los mismos que serán ingresados directamente al modelo mediante la hoja de calculo RIESGO antes de ejecutar el programa. Estos parámetros corresponden a:

La empresa a analizar.

La barra en la cual se comercializara la energía de la empresa.

El rango posible de energía a contratar: *el paso y el volumen máximo en GWh.*

El rango de precios de contrato a analizar: *el paso y los precios mínimo y máximo (US\$/MWh).*

Los periodos para los cuales se evaluará la duración del contrato: *el paso y los horizontes mínimo y máximo a considerar (meses)*

La tasa de retorno a considerar para el cálculo del precio al cliente en la barra especificada (p.u.).

Un cargo correspondiente al transporte de la energía desde la barra modelada en PERSEOMOD hasta la barra de consumo del cliente (peaje, expresado en US\$/MWh).

En resumen el proceso desarrollado en la evaluación comercial se esquematiza en la figura 4.3:

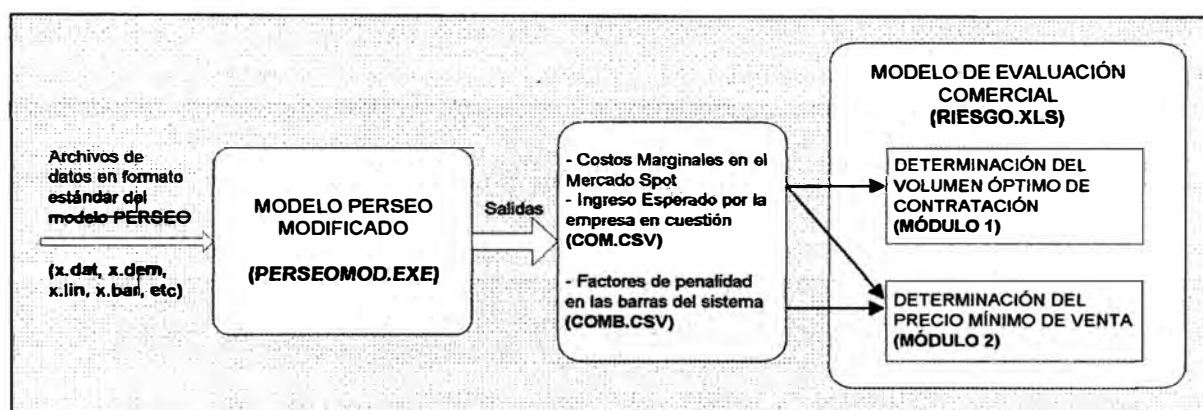


Figura 4.3 – Esquema del modelo desarrollado

CAPÍTULO V APLICACIÓN DEL MODELO

En el presente capítulo se presenta la aplicación del modelo desarrollado y se realiza un análisis de los resultados que se obtienen. Para esto previamente se definen las premisas adoptadas para llevar a cabo el análisis.

5.1 Consideraciones Generales

Para el desarrollo de aplicación se ha considerado a una empresa generadora cuya producción es mayoritariamente hidráulica (aproximadamente 99%), en promedio 4000 GWh al año. A esta empresa se le denominará empresa A.

El análisis consiste en determinar el volumen óptimo de energía que debe comprometer la empresa en ventas a través de contratos, de modo que el margen de ganancia total esperado de la empresa presente la menor dispersión (menor exposición al riesgo). Así mismo se determina el precio mínimo de venta de energía. En este caso será calculado referido a la barra Chavarría 220 kV, que ha sido elegido por ser una de las barras donde se realiza la mayor parte de las transferencias de energía.

Complementando el análisis, se realiza la comparación de los resultados con otra empresa generadora, cuya generación es a través de grupos térmicos (en promedio 760 GWh al año). A esta empresa se le denominará empresa B.

Por último, se realiza un análisis de sensibilidad de las variables aleatorias que han sido estudiadas en el capítulo 3. Para esto se han definido tres escenarios adicionales al escenario base, generados a partir de la información utilizada para la fijación tarifaria de Mayo del 2002 por el COES. La intención es investigar cómo afecta a los resultados la proyección de los diversos parámetros que se utilizan para la simulación de la operación.

5.1.1 Escenarios Considerados

Caso Base: Considera la información utilizada por la OSINERG-GART para la determinación de los precios en barra para Mayo del 2002. La configuración del sistema está compuesta por 93 barras y 147 líneas de transmisión (ver fig. 5.1). La proyección de la demanda que emplea se muestra en el cuadro 5.1. En cuanto al inicio de la operación comercial del gas de Camisea, se considera en setiembre del 2004.

Escenario I: Considera la misma información utilizada en el caso base, excepto por la demanda, la cual es tomada de la proyección realizada por el COES también para la misma fijación de mayo del 2002, y que es mostrada en el cuadro 5.2.

Escenario II: Considera la misma información utilizada en el caso base, excepto por el plan de obras futuras, en el cual, para este caso, se está considerando la entrada en operación de la central hidroeléctrica de Marañón en marzo del 2005, con una potencia instalada de 90 MW.

Escenario III: Considera la misma información utilizada en el caso base, excepto por la cantidad de escenarios hidrológicos considerados. Como se sabe, para la fijación de precios de barra de mayo del 2002 se utilizó 36 escenarios hidrológicos tomados de datos estadísticos del comportamiento de la hidrología en los últimos años. Para este escenario se consideran cinco escenarios hidrológicos, que comienzan a contarse a partir de 1970. Este caso se ha tomado en forma aleatoria, y no representa ninguna situación específica.

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA			
Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %
2001	2 793	18 463	75,5%
2002	2 900	19 421	76,5%
2003	2 999	20 492	78,0%
2004	3 097	21 165	78,0%
2005	3 262	22 265	77,9%
2006	3 408	23 270	77,9%

Cuadro 5.1 - Proyección de la Demanda para el Caso Base

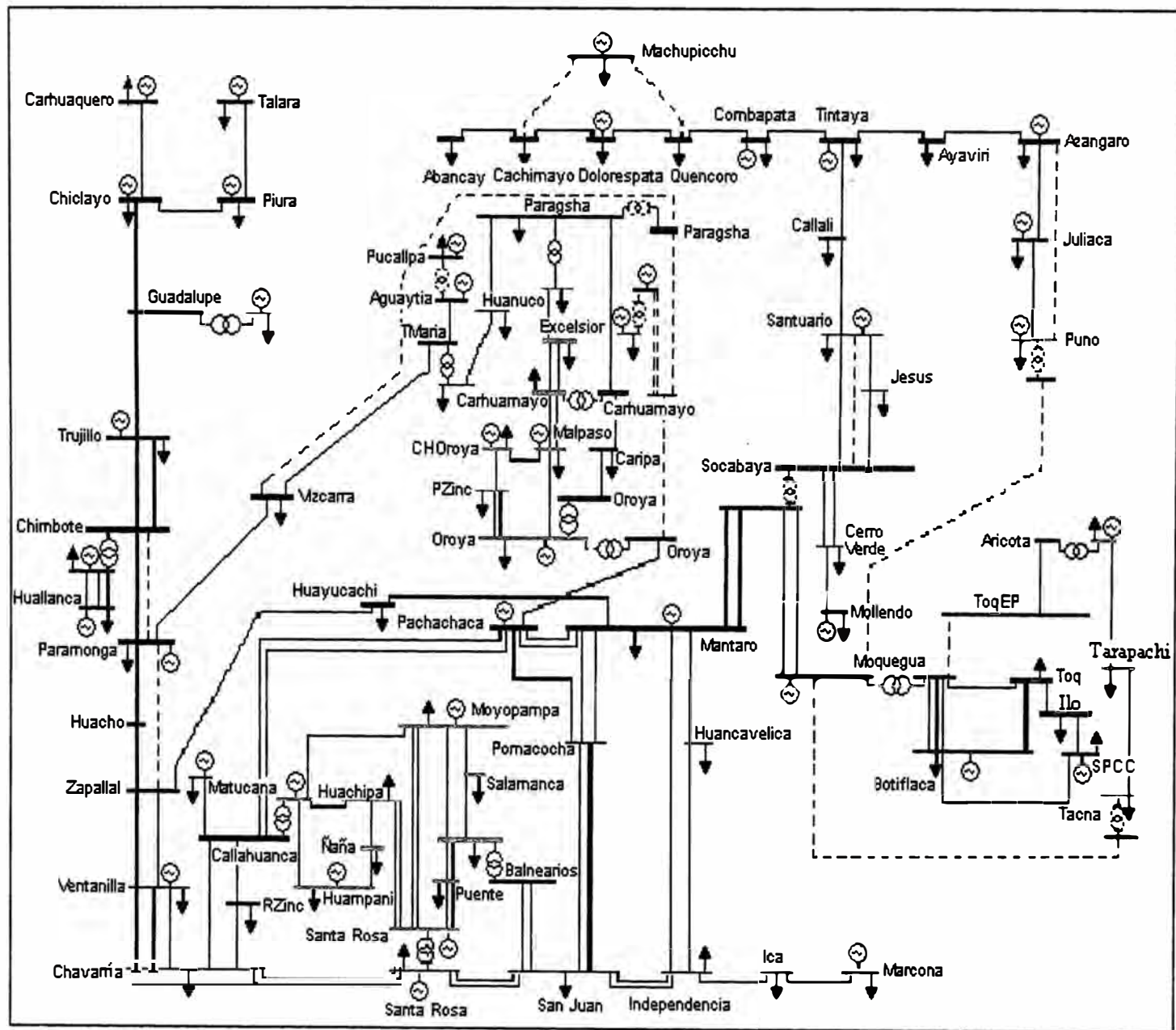


Figura 5.1 Diagrama del sistema Interconectado Nacional

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA			
Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %
2001	2 794	18 463	75,4%
2002	2 907	19 580	76,9%
2003	3 026	20 665	78,0%
2004	3 156	21 548	77,9%
2005	3 347	22 826	77,9%
2006	3 523	24 035	77,9%

Cuadro 5.2 - Proyección de la Demanda para el Escenario II

5.2 Análisis de los Resultados

En la determinación del volumen óptimo de energía a contratar se empleó el modelo $\{$, considerando como posibles duraciones de los contratos: 12, 24, 36, 48 y 60 meses. Los resultados se resumen en el cuadro 5.3.

Horizonte de Estudio	12 meses	24 meses	36 meses	48 meses	60 meses
Volumen Óptimo de Energía (GWh/mes)	296.3756	293.3851	295.6161	292.7626	285.4549
Precio Mínimo que asegura un margen mayor al spot (US\$/MWh)	24.0000	28.0000	28.0000	27.0000	27.0000
Margen Esperado en el Spot (Miles US\$)	7693.1132	9149.0243	9157.4342	8805.3879	9060.6642

Cuadro 5.3 – Determinación del volumen óptimo, caso Base.

Analizando punto por punto los resultados del cuadro, el primero de ellos a considerar es el volumen óptimo. Se obtiene un único valor para cada periodo definido, y es independiente del precio venta propuesto, como se observa en la figura 5.2, en donde se presenta la familia de curvas que se obtiene por ejemplo en el para un horizonte de 60 meses. Cada curva queda definida por cada precio que se

considere, y se inician en un punto común, que está dado por el margen de ganancia obtenido en el spot, cuando no se considera la venta a través de contratos (volumen a contratar igual a cero). Por otro lado, a medida que se incrementa el volumen de energía contratado el margen esperado aumenta o disminuye dependiendo del precio establecido en los contratos, así existe un precio a partir del cual se garantiza que dicho margen aumentará. Ese precio es el que se muestra en la segunda fila del cuadro 5.3.

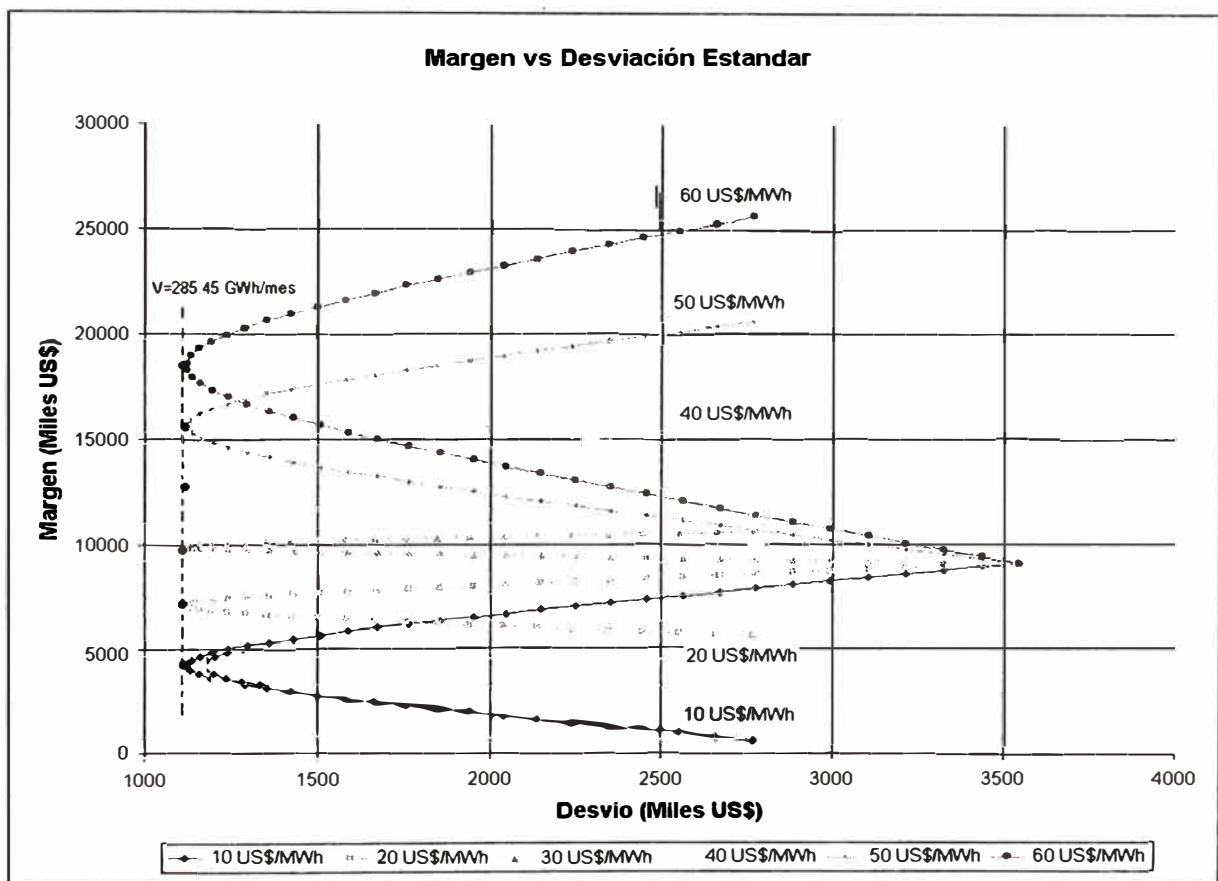


Figura 5.2 - Determinación del Volumen Óptimo de Energía – horizonte de 60 meses

En la tercera fila se muestra los márgenes esperados por participar en el mercado spot.

Por otro lado el modelo 2 se empleó para la determinación del precio de venta. En el cuadro 5.4 se muestra el resumen de los resultados obtenidos.

En este caso el precio unitario de venta que asegura el riesgo mínimo resulta ser mayor a 100 US\$/MWh (ver figura 5.3), que resulta ser un valor muy elevado para los precios actuales de comercialización en el mercado. Por lo tanto no sería conveniente considerar este valor como adecuado, y en su lugar considerar un precio mínimo que asegure un margen mayor al spot. Con este precio que se define para cualquier volumen de energía que se contrate se espera obtener un margen comercial positivo, y así obtener un margen total esperado de ganancia mayor al margen que se obtiene en el spot. En este caso la firma de contratos representaría conveniente para una empresa generadora puesto que reportaría ganancias.

Horizonte de Estudio		12 meses	24 meses	36 meses	48 meses	60 meses
Chavarría 220						
Mínima Desviación Estándar (Miles US\$)	Barra Especificada	107.6275	119.1828	103.4662	106.3775	114.2224
	Barra Base	111.4816	122.9201	106.3448	109.3103	117.2329
Margen unitario esperado igual a cero (Miles US\$)	Barra Especificada	23.1703	27.1487	27.2421	26.2756	27.2810
	Barra Base	24.0000	28.0000	28.0000	27.0000	27.0000

Cuadro 5.4 – Determinación del Precio de Venta, caso Base

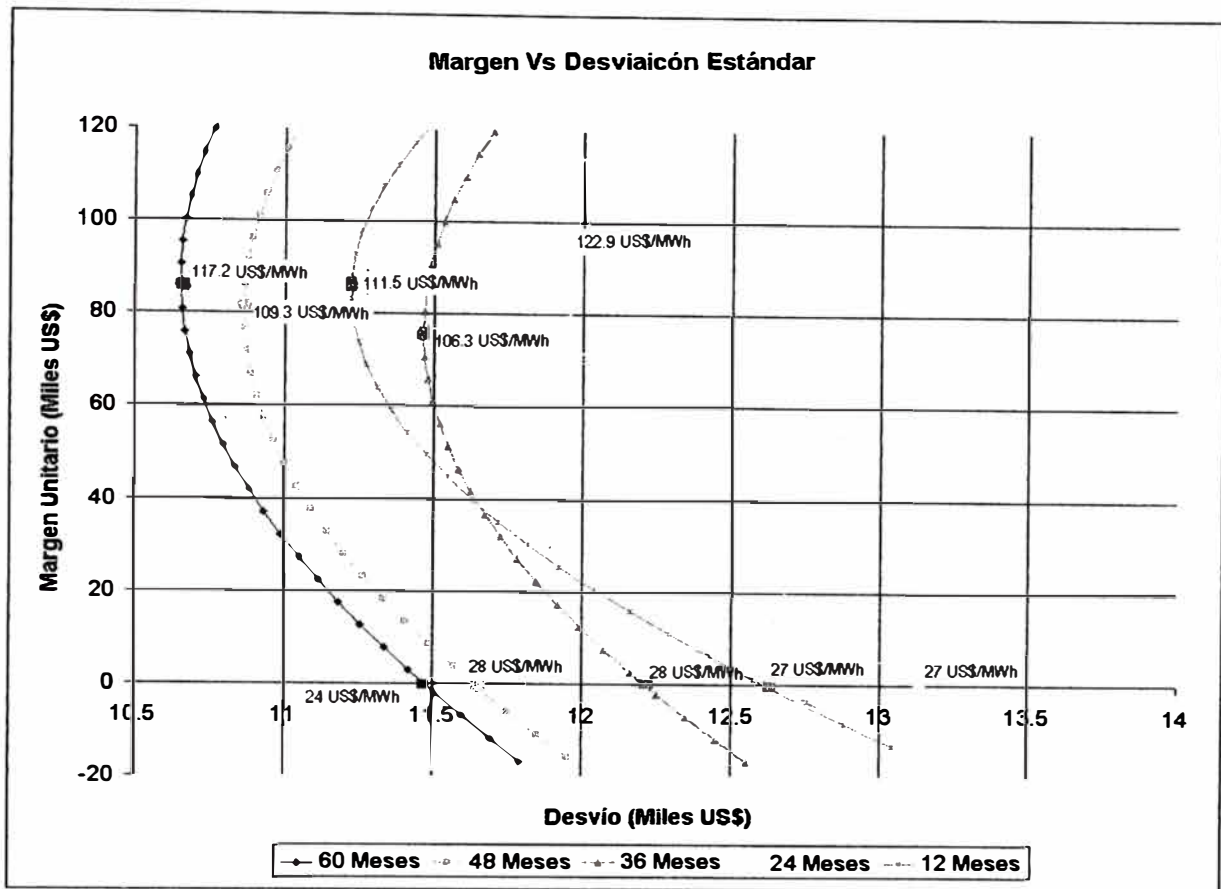


Figura 5.3 – Determinación del Precio de Venta

Pasando a la segunda parte de la aplicación, en el cuadro 5.5 se muestra el resumen de los resultados obtenidos de la utilización del modelo 1 para la determinación del volumen óptimo de contratación para la empresa B.

Horizonte de Estudio	12 meses	24 meses	36 meses	48 meses	60 meses
Volumen Óptimo de Energía (GWh/mes)	76.7635	83.7999	83.4121	84.8789	89.8287
Precio Mínimo que asegura un margen mayor al spot (US\$/MWh)	24.0000	28.0000	28.0000	27.0000	27.0000
Margen Esperado en el Spot (Miles US\$)	1256.5017	1536.4972	1463.4014	1369.4407	1437.9095

Cuadro 5.5 – Determinación del volumen óptimo, empresa B

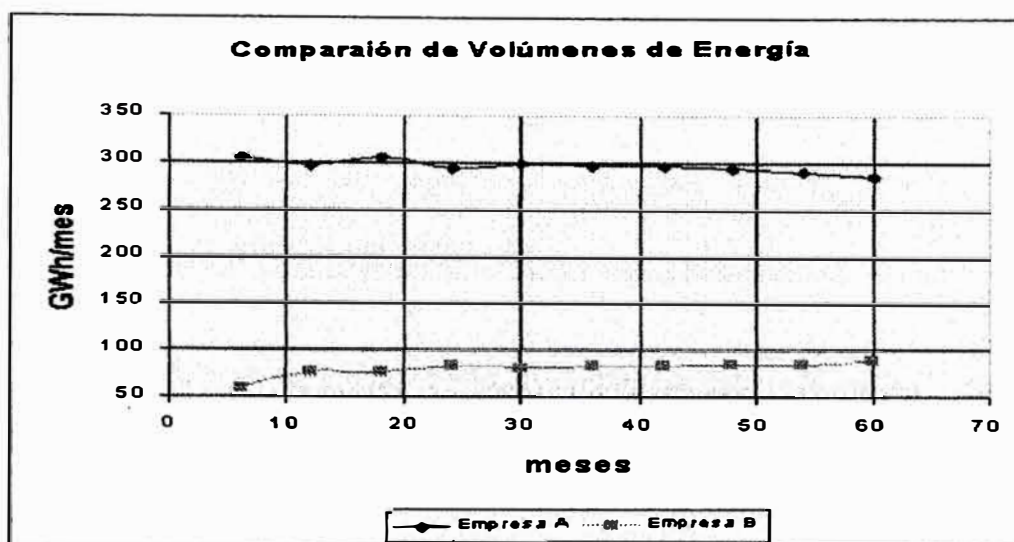


Figura 5.4 – Comparación de Volúmenes de Energía

Al observar la figura 5.4 y comparar la cantidad de energía que podría comprometer cada empresa lo primero que se aprecia es la cantidad en sí. Para la empresa A el orden de magnitud de energía comprometida es de 300 GWh/mes, que es aproximadamente la cantidad que, dada la disponibilidad anual con la que cuenta A, podría contratar mensualmente. Para la empresa B en cambio, el orden es de entre 60 a 90 GWh. Lo segundo que se observa es la tendencia con la que se disminuyen o incrementan. Para el caso de la empresa A se observa una tendencia decreciente, mientras que para B se tiene una tendencia creciente. Esto se debe a que a medida que aumenta el horizonte de estudio los costos marginales tienden a disminuir, por lo cual para una empresa de generación térmica como es el caso de B, es importante ir aumentando la cantidad de energía que debe comprometer, ya que no será convocado a operar tan a menudo. En cambio para A, al tener una producción mayoritariamente hidráulica, la cantidad de energía destinada al despacho en el COES aumentará y por lo tanto no sería tan necesario comprometer mayor cantidad a través de contratos.

La última parte del análisis comprende un análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan la volatilidad de los precios de energía. Para esto se realizó la corrida del modelo para los tres escenarios planteados al inicio de este capítulo, y cuyos resultados se resumen en el cuadro 5.6.

Horizonte de Estudio Escenario I	12 meses	24 meses	36 meses	48 meses	60 meses
Volumen Óptimo de Energía (GWh:mes)	296,2831	292,9889	296,0157	287,6647	280,1267
Precio Mínimo que asegura un margen mayor al spot (US\$.MWh)	25,0000	29,0000	29,0000	29,0000	30,0000
Margen Esperado en el Spot (Miles US\$)	7959,5252	9553,0381	9809,6202	9664,0506	10084,8382
Horizonte de Estudio Escenario II	12 meses	24 meses	36 meses	48 meses	60 meses
Volumen Óptimo de Energía (GWh:mes)	296,7775	293,6923	296,0303	296,2532	290,7914
Precio Mínimo que asegura un margen mayor al spot (US\$.MWh)	24,0000	28,0000	28,0000	26,0000	26,0000
Margen Esperado en el Spot (Miles US\$)	7665,6971	9123,6357	9123,9235	8601,1202	8680,5015
Horizonte de Estudio Escenario III	12 meses	24 meses	36 meses	48 meses	60 meses
Volumen Óptimo de Energía (GWh:mes)	339,3953	341,2008	338,9075	331,8097	317,8957
Precio Mínimo que asegura un margen mayor al spot (US\$.MWh)	18,0000	21,0000	21,0000	21,0000	22,0000
Margen Esperado en el Spot (Miles US\$)	6176,2320	7435,1610	7358,6538	7161,9358	7527,8205

Cuadro 5.6 – Determinación del Volumen Óptimo, Esc. I, II y III

De acuerdo a lo mostrado en el cuadro 5.6, para el escenario I comparado con el caso base, en un principio siguen tendencias similares, con la pequeña diferencia que los volúmenes comprometidos en el escenario I son algo menores que los del

caso base, esto debido a que al aumentar la demanda, los costos marginales se incrementan, y al ser seguro que entra en el despacho de cargo, los ingresos que recibirá por participar en el spot se incrementarán, por lo cual no se verá en la necesidad de comprometer mayor cantidad de energía. Es por eso que disminuye respecto al caso base.

Para el caso del escenario II, cuando ingresa a operar una nueva central hidráulica, los costos marginales se reducen, pero al haber mayor oferta de hidrogenación, a la empresa A le conviene incrementar el monto de energía a comprometer a través de contratos.

Respecto al escenario III, se observa cómo difieren completamente los resultados respecto a los escenarios anteriores y al caso base. Esto muestra la influencia que presenta la determinación de los escenarios hidrológicos respecto a los resultados a obtener.

Finalmente, en la figura 5.5 se aprecia a manera de comparación los volúmenes de óptimos de energía a contratar para los escenarios de estudio planteados.

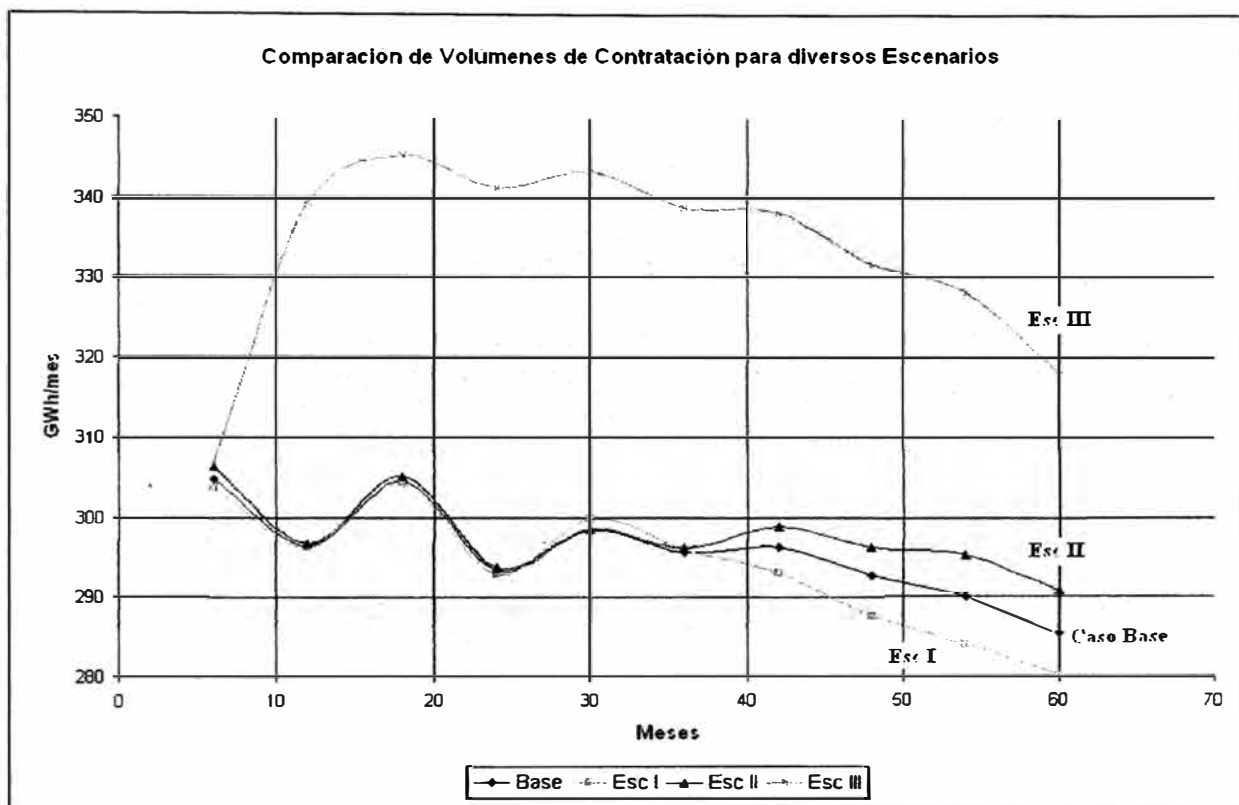


Figura 5.5 – Comparación de Volúmenes Contratados para diversos escenarios

CONCLUSIONES

De lo expuesto en los capítulos anteriores, se puede concluir lo siguiente:

1. El marco normativo del sector eléctrico peruano al incentivar la competencia en el negocio de generación eléctrica, da pie a la aparición de nuevas oportunidades de negocio en esta actividad. Como consecuencia de esto, la comercialización de energía y potencia se desarrolla en un entorno de incertidumbre, en el que las empresas generadoras se ven obligadas a desarrollar estrategias destinadas a obtener un margen adecuado de utilidades al menor riesgo posible. Parte de esta incertidumbre es introducida por forma en que opera el mercado spot (COES) y la forma en que participan los agentes dentro de él. Al realizarse el despacho de las unidades generadoras en forma agregada, las empresas generadoras no definen la cantidad de energía que producirán, y por lo tanto no tienen la certeza de obtener un adecuado margen de ganancia.
2. La volatilidad de los precios spot (precios a los cuales se realiza la valorización de las transferencias de potencia y energía en el COES) también introduce riesgos en la obtención del margen de ganancia total de una empresa genera a través de sus dos componentes: el margen de

generación y el de comercialización. En el primero es en forma directa ya que sus ingresos serán proporcionales a la cantidad de energía vendida al COES, por el precio spot menos su costo de operación, siendo en este caso mayor o igual a cero. En cambio para el caso del margen de comercialización, la empresa obtendrá saldos positivos o negativos de acuerdo a si el precio de venta del contrato sea mayor o menor al precio spot.

3. En la volatilidad de los precios intervienen variables como la demanda del sistema, la oferta de generación, los precios de los combustibles, la disponibilidad de las unidades y la hidrología, que determinan dicho comportamiento cada una con diferente grado de influencia. En el capítulo 3, luego de hacerse el análisis de estas variables se determinó que la aleatoriedad de la hidrología la convierte en una variable preponderante al momento de definir los costos marginales, y por lo tanto es la variable que se tomó en cuenta para la realización del análisis de riesgo desarrollado en este trabajo.
4. Para la determinación del volumen óptimo de contratación de energía y el precio mínimo de venta, se hizo el análisis del margen de ganancia para una empresa generadora, aplicándose técnicas de análisis estadísticos para determinar estos valores óptimos en función a la dispersión que producían a los valores esperados de rentabilidad. El criterio empleado fue el de selección de portafolio de Harry Markowitz, basado en el análisis del comportamiento del valor esperado del margen de ganancia (rentabilidad esperada) y la medición de su dispersión a través de la desviación

estándar (riesgo). Se utilizó este criterio de análisis porque utiliza conceptos básicos de estadística que pueden ser fácilmente manejables.

5. Se desarrolló un modelo computacional para la evaluación del margen comercial (modelo que determina el volumen óptimo de contratación y el precio mínimo de venta) el cual utiliza información resultante de la simulación de la operación utilizando el modelo PERSEO. Sin embargo al requerirse dicha información para cada escenario hidrológico considerado, se realizó una modificación al modelo PERSEO de modo que generara directamente dicha información, lista para ser procesada por el modelo de evaluación comercial.
6. Como casos de aplicación del modelo desarrollado, primero para un escenario base se determinó el volumen óptimo de contratación y precio mínimo de venta, observándose para el caso del volumen de energía, que independientemente del precio de venta, era posible definir un determinado volumen que presentaba la menor dispersión del margen de ganancia. En el caso del precio de venta, si bien al aplicar el modelo también se puede determinar un precio que origine la menor dispersión en el margen de ganancia, este valor puede resultar muy elevado en comparación a los precios con los que normalmente se realizan las transacciones. En este caso se prefiere elegir el precio unitario que asegure la obtención de un margen de comercialización positivo.
7. También se hizo el análisis para escenarios diferentes al caso base, cada uno considerando la variación de uno de las variables mencionadas en la conclusión 3. en función a los resultados obtenidos se puede concluir que

si bien la hidrología es la variable que afecta en mayor grado a los costos marginales, también es importante tener en cuenta que los otros parámetros también afectan aunque sea en menor grado. Por lo tanto los resultados que se obtengan dependerán de la confiabilidad que presente dicha información.

Por último se podrían sugerir como recomendaciones lo siguiente:

- Este trabajo presenta un modelo computacional que puede ser utilizado en forma general para cualquier empresa generadora. Sin embargo puede ser adaptado a las necesidades de cada empresa, como por ejemplo, analizar precios por bloques horarios, desagregar el componente de venta a clientes libres con respecto a ventas dirigidas hacia el mercado regulado, etc.
- Al utilizarse el criterio de selección de portafolios en el análisis del margen de ganancia, se consideró uno sólo al mercado de contratos (libre más regulado). Sin embargo un análisis complementario podría desdoblar este mercado y hacer el análisis considerando tres opciones en lugar de dos.
- Al realizar el análisis se vio que los resultados dependen mucho de la información con la que se cuenta. En este sentido, sería recomendable que las empresas fueran generando bases con información adecuada para ser empleadas en análisis posteriores.
- Este modelo podría ser utilizado en la evaluación de contratos existentes de una empresa, y así replantear la estrategia que se ha ido siguiendo.

ANEXO A REVISIÓN DE CONCEPTOS ESTADÍSTICOS

Variable Aleatoria.- Una variable aleatoria es una función que asigna un número real a cada uno de los puntos de un espacio muestral. Cuando los valores que toma una variable aleatoria son finitos o infinitos numerables se dice que es discreta.

Distribución de Probabilidad.- Sea $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ los valores que puede tomar la variable aleatoria X . Se denomina distribución de probabilidad de la variable aleatoria a $P(X=x_i)$ que cumple:

$$P(X = x_i) \geq 0$$
$$\sum_{i=1} P(X = x_i) = 1$$

Función de Distribución.- La función de distribución $F_x(x)$ de una variable aleatoria X se define para todo número real como:

$$F_x(x) = P_x(X \leq x)$$

Una variable aleatoria X es continua si su función de distribución $F_x(x)$ es continua.

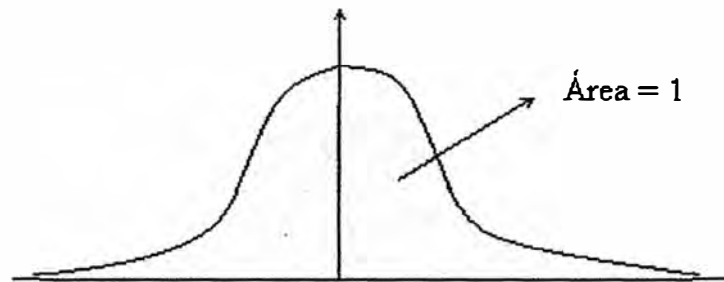
Función de Densidad.- La función de densidad de probabilidad de $f_x(x)$ de una variable aleatoria continua X es la función que verifica:

$$F_x(x) = \int_{-\infty}^x f_x(t) dt, \forall x$$

La función $f_x(x)$ es una función de densidad de probabilidad de una variable aleatoria X si y sólo si cumple:

$$f_x(x) \geq 0, \quad \forall x$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f_x(x) dx = 1$$



Esperanza Matemática.- Se define esperanza o media de una variable aleatoria discreta X y se representa por $E[X]$ al valor

$$E[X] = \sum_{i=1}^n x_i P(X = x_i)$$

Propiedades:

$$E[X+c] = E[X] + c$$

$$E[c*X] = c * E[X]$$

$$E[X+Y] = E[X] + E[Y]$$

Varianza.- Mide el grado de dispersión o variabilidad de las observaciones X_i con respecto a la media aritmética \bar{X} .

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}$$

La Desviación Estándar es la raíz cuadrada de la varianza.

Propiedades:

$$\sigma^2(X+c) = \sigma^2(X)$$

$$\sigma^2(X * c) = c^2 * \sigma^2(X)$$

$$\sigma^2(X+Y) = \sigma^2(X) + \sigma^2(Y) + 2 * Cov(X, Y)$$

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **ANDERS, G. ENTRIKEN, R. y NITU, P. Risk Assessment and Financial Management.** Tutorial: IEEE Power Engineering Society, 1999.
- [2] **ARRIAGADA, J. Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico.** Tesis de Maestría en Ciencias de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2001.
- [3] **ATIENZA, P. Aplicación del Modelo de Bolsa de energía en Chile.** Tesis para optar el Título de Ingeniero Civil en Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2001.
- [4] **COES SINAC. Procedimiento Técnico del comité de Operación económica del SINAC.** 1995.
- [5] **DÍEZ, L. MASCAREÑAS, J. Ingeniería Financiera: La gestión en los mercados financieros internacionales.** Serie McGraw-Hill de Management, 1997.
- [6] **INOSTROZA, J. Adiestramiento en Procedimientos Comerciales.** 1993
- [7] **KEON, A. PETTY, W. SCOTT, D. y MARTIN, J. Introducción a las Finanzas.** Prentice Hall, 1999
- [8] **MARKOWITZ, H. Portafolio Selection.** Working paper, The Journal of Finance, Vol VII, No. 1, 1952

- [9] MEM. **Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.** 1992
- [10] MINDER, E. FERNÁNDEZ, B. y RUDNICK, H. **Modelación Hidrológica y su efecto en los Precios Spot.** Working Paper, VIII Congreso Latinoamericano de Control Automático, Asociación Chilena de Control Automático, 1998.
- [11] MITMA, R. **Sistematización de la Comparación de Precios Libres y Regulados en el Sector Eléctrico Peruano.** Tesis para optar el título profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería, 1999.
- [12] MO, B. GJELSVIK, A. y GRUNDT, A. **Integrated Risk Management of Hydro Power Scheduling and Contract Management.** Working Paper, IEEE Trans. On Power Systems, vol 16 N° 2, 2001.
- [13] SCHWEPPE, F., CARAMANIS, M., TABORS, R. y BOHN, R., **Spot Pricing of Electricity,** Kluwer, Dordrecht, 1988
- [14] URIBE, M. **Determinación de los Costos Marginales del Sistema Interconectado Nacional.** Tesis para optar el título profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería, 2000.
- [15] VERGARA, R. **El Sector Eléctrico Peruano.**