

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“EVALUACION DEL RIESGO EN LA GESTION DE UNA
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

FREDY RAMIREZ ALMANZA

**PROMOCIÓN
2000 - I**

**LIMA – PERÚ
2004**

*Dedico este trabajo a:
Mi esposa Alicia por su apoyo y aliento constante en
el logro de mis objetivos,
Mis hijos Jadisha, Fredy y Shamir, que son la
motivación y razón de todo esfuerzo,
Y mis padres por su apoyo en el inicio de mi
carrera.*

**EVALUACION DEL RIESGO EN LA GESTION DE UNA
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA**

SUMARIO

En el presente informe se analiza la adecuación de la Teoría de Portafolios, desarrollada principalmente para la optimización de papeles financieros, para su aplicación en la evaluación de riesgos y en la determinación de los volúmenes de energía que una empresa de generación debe comprometer en el mercado regulado, mercado libre y mercado spot, cuyo objetivo es lograr la maximización de la rentabilidad y la minimización del riesgo.

En el Capítulo I se hace una revisión del Marco Legal, se describe el Mercado Eléctrico y se indican las características de su operación, a fin de ilustrar el contexto en el que se desea analizar los riesgos a los que están expuestas los generadores en el mercado eléctrico.

En el Capítulo II se recopila información teórica acerca de la evaluación y medición del riesgo, la teoría de portafolios y la fundamentación matemática, requerida para su aplicación en la evaluación y gestión del riesgo en las empresas del sector eléctrico.

En la revisión de data histórica del mercado eléctrico nacional, se logra la identificación de todos los riesgos posibles a los que está sometido una empresa de generación eléctrica, esta evaluación es desarrollada en el Capítulo III.

Las empresas de generación antes de la suscripción de sus contratos de suministro evalúan los precios de energía a ofertar, los mismos que dependerán del periodo de vigencia del posible contrato, por que se calculan sobre la base de los costos marginales proyectados para el horizonte de evaluación. La metodología para la estabilización de precios utilizada en la determinación de los precios en barra de las fijaciones tarifarias de mayo y noviembre de cada año, es revisada en el Capítulo IV. La misma metodología se emplea para la determinación de precios fijos para clientes libres. Estos precios de energía se basan en los costos marginales esperados del sistema, los que se estiman con el modelo PERSEO que es utilizado por el OSINERG para la determinación de los precios en barra de energía. El modelo PERSEO es una herramienta con la que es posible estimar a futuro el comportamiento de los costos marginales, en promedios mensuales.

En el Capítulo V, del presente informe, se muestra la aplicación de la teoría de portafolios y la formación de precios en la determinación de la participación de los compromisos de una empresa generadora con clientes del mercado libre, clientes del mercado regulado y el mercado spot. También se calcula el precio mínimo para el periodo de evaluación.

Finalmente luego de la evaluación de los resultados, se dan ciertas conclusiones y recomendaciones que son válidas para empresas de generación y en el futuro para empresas comercializadoras, que participen en el mercado eléctrico nacional.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

1.1 Introducción	3
1.2 El mercado eléctrico en el Perú	6
1.2.1 Estructura del mercado eléctrico	7
1.2.2 El mercado spot	9
1.2.3 El mercado a largo plazo	12

CAPÍTULO II

TEORÍA DEL ANÁLISIS DE RIESGOS

2.1 Introducción	14
2.2 Gestión de riesgo en las empresas	16
2.3 Medición del riesgo	17
2.4 Teoría de portafolios	20
2.4.1 Fundamento matemático	23
2.4.2 La frontera eficiente	26
2.4.3 El mínimo riesgo	27

CAPÍTULO III**RIESGOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

3.1 Introducción	29
3.2 La incertidumbre del futuro	29
3.3 Identificación de riesgos	30
3.3.1 Riesgos operativos	30
3.3.2 Riesgos de mercado	33
3.3.3 Otros riesgos	35

CAPÍTULO IV**PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

4.1 Introducción	38
4.2 Sistema de precios regulados	39
4.2.1 Modelo PERSEO	40
4.2.2 Modelo tarifario	42
4.3 Sistema de precios libres	45

CAPÍTULO V**SELECCIÓN DE LA CARTERA DE CLIENTES**

5.1 Introducción	47
5.2 Analogía con los activos financieros	50
5.3 Aplicación	53

CONCLUSIONES	68
---------------------	----

RECOMENDACIONES	71
------------------------	----

BIBLIOGRAFÍA	73
---------------------	----

PRÓLOGO

El mercado eléctrico nacional, que fue creado por la Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas, introduce los conceptos marginalistas para el aspecto tarifario, promoviendo la competencia en la actividad de generación, estableciendo la creación de un mercado spot donde todos los generadores acuden obligatoriamente para las transacciones de energía, tanto para la inyección como para los retiros para atención de sus clientes tanto del mercado libre como del mercado regulado.

Con la revisión de los costos marginales históricos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) nos encontramos con una característica de mucha variabilidad, que está ligado principalmente a la estacionalidad de las lluvias, bajos costos en época de avenida y altos costos en época de estiaje, aunque esta secuencia no siempre se cumple, porque hay variaciones que se explican por la ocurrencia de eventos totalmente fortuitos, no controlables.

En ese sentido, las empresas de generación están expuestas a la alta variabilidad de los precios del mercado spot, esta variabilidad se traduce en incertidumbre y por tanto en riesgo, que el generador debe aprender a gestionar el riesgo de forma tal que

no le genere pérdidas, sino más bien beneficios, por ello el presente informe tiene el propósito de mostrar una metodología bastante factible para la evaluación del riesgo al que están expuestas las empresas de generación

El desarrollo de la Teoría Financiera, sobre todo la Teoría de Portafolio ampliamente difundido en los últimos años, proporcionan una amplia gama de metodologías para la evaluación del riesgo en la selección de una canasta óptima de activos financieros.

La volatilidad de los costos marginales en el mercado spot de electricidad, hace que en el presente informe estos precios puedan ser tratados como retornos de los activos financieros a fin de que las empresas de generación puedan elegir una cartera óptima de clientes, donde se pueda conocer el volumen óptimo de energía comprometida con cada cliente, y en el caso de clientes del mercado libre poder determinar los precios mínimos de venta.

La evaluación de la volatilidad o riesgo de los costos marginales y los volúmenes de energía a vender, se hace en función al comportamiento estimado de los costos marginales esperados de corto plazo obtenidos del modelo PERSEO, el mismo que es utilizado para las fijaciones tarifarias en el país. Para la aplicación del presente informe se han utilizado datos de la fijación tarifaria de noviembre de 2003.

CAPÍTULO I

EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

1.1. Introducción

El modelo centralista que se implementó en el Perú, antes de la década de los 90, no permitía desarrollar un mercado competitivo debido a que la expansión del sector eléctrico fue concebida para operarse en forma aislada por cada región o departamento.

Antes de la implementación de los mercados eléctricos competitivos, la industria eléctrica era entendida como un monopolio natural, debido a la integración vertical de las empresas y a las economías de escala que presentaban, desarrollando un sector fuertemente intervenido por el estado para su regulación. En este esquema el Estado garantizaba el suministro y se encargaba además de la planificación de la expansión del sector eléctrico. Bajo esta estructura organizativa, las empresas eléctricas solo se limitaron a ejecutar lo que se decidía fuera de ellas. A cambio tenían aseguradas la recuperación de todos los costos en las que incurrían, ya que todos ellos eran pagados por los consumidores a través de las tarifas que la entidad reguladora fijaba.

Por otra parte, al ser la industria eléctrica una actividad sumamente compleja y con características de monopolio natural, parecía evidente que la mejor forma de operarla y planificarla era centralizada. Por tal motivo el órgano centralizado – en el Perú, el Ministerio de Energía y Minas – poseía en teoría toda la información necesaria como para realizar la planificación de la forma más conveniente para el desarrollo del país, mientras que cada una de las empresas se encargaba de la operación de su propio sistema.

Sin embargo, en el país durante la década de los 80, el modelo centralizado mostraba señales de estar ya agotado y urgía una profunda reforma del sector eléctrico. La causa de la caducidad del modelo adoptado puede fundamentarse por varias razones. Una de ellas, de carácter económico, se refiere a la insatisfacción que se había producido en los consumidores por motivos como los siguientes: ineficiencias del sistema, aumentos en las tarifas, racionamiento por déficit de generación y diferencias apreciables entre los precios de la electricidad ofrecidos en mercados eléctricos liberalizados. Cabe resaltar que no son los mismos motivos los que inducen a todos los países a las reformas del sector eléctrico, ya que cada sistema eléctrico tiene sus propias características. Otra razón que lleva a la liberalización de los mercados eléctricos, como otros mercados, es la de ampliar la capacidad de elección del consumidor, verdadero motor del eficaz funcionamiento de los mercados competitivos.

Las políticas subsidiarias del estado y la crisis económica del país terminaron por agravar más el estado de la industria eléctrica en el país, llegándose al racionamiento en casi todos los sistemas eléctricos del país, por déficit de generación y falta de mantenimiento de las unidades de generación. El Ministerio de Energía y Minas,

encargado de la planificación del sector eléctrico, postergaba las ejecuciones de proyectos de generación hidroeléctrica, por crisis económica del país, a pesar del crecimiento de la demanda. Este hecho motivó la agudización de la crisis energética en el año 1992, agravado aún más por una sequía durante ese año. Todo ello, motivó al estado peruano a mirar la experiencia chilena y de otros países europeos en la liberalización de sus mercados eléctricos, basados en principios marginalistas, con el objetivo de buscar la competitividad.

El Perú a fines del año 1992 se integra a la corriente mundial de liberalización del mercado eléctrico, debido principalmente a que el servicio eléctrico en el país presentaba ineficiencias en el suministro y racionamiento por déficit de generación.

La existencia de un sistema de transmisión que interconectaba centrales de generación, que permitía el abastecimiento de energía eléctrica a importantes ciudades de costa peruana, facilitó la implementación de las reformas en el sector eléctrico permitiendo la creación de un mercado eléctrico en el Sistema Interconectado Centro Norte.

Este paso hacia la modernización del sector eléctrico requería un marco regulatorio adecuado, para ello se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la misma que estaba basada en la legislación chilena con algunos cambios adecuados a la realidad peruana. En este nuevo marco regulatorio, básicamente, se estableció la participación privada, el libre mercado y la competencia en el sector, y se retiró al estado de las áreas potencialmente concebidas como negocio eléctrico. No obstante, mantiene su responsabilidad en la expansión del sistema hacia las áreas aisladas que todavía no cuentan con servicio eléctrico.

En cuanto a la privatización debe indicarse que para su implementación se fue separando las actividades de generación, transporte y distribución de las empresas estatales, buscando la eficiencia tanto en el corto plazo como en el largo plazo.

Un aspecto importante que se debe resaltar de los mercados liberalizados, modelos competitivos, es el envío de señales económicas eficientes dirigidas al conjunto de agentes participantes en el mercado de energía. En el esquema de remuneración tradicional este tipo de señales óptimas no estuvo nunca presente. Esto se puede explicar porque la política principal era garantizar el suministro por encima de todo y por otro lado las empresas no tenían mayor preocupación por su economía sino más bien por el aspecto técnico.

1.2. El mercado eléctrico en el Perú

El Perú no ha sido ajeno a la nueva estructura de los sistemas eléctricos que se ha ido imponiendo gradualmente en el mundo entero, la misma que se basa en la idea de que la energía eléctrica es un producto que puede ser comercializado de forma independiente de la manera en que se realice el suministro físico de la energía, lo cual posibilita la existencia de un mercado mayorista de energía en la que puedan participar las empresas de generación, empresas de distribución, en representación de aquellos consumidores que no tienen capacidad de elección, y clientes libres o consumidores mayores. El objetivo final de esta reforma es alcanzar la eficiencia económica en la industria eléctrica al permitir que el propio mercado sea el que realice la asignación de sus recursos mediante prácticas competitivas.

El fundamento en el cual se basa la actividad competitiva de los mercados eléctricos es la existencia de un mercado mayorista organizado de energía. Una de las

condicionantes para la existencia de un mercado mayorista de energía es la coordinación entre los participantes: generadores, empresas de transmisión y consumidores, requeridos para el suministro de energía. Aunque cada sistema eléctrico desarrolla su modelo de coordinación de acuerdo a su situación particular, es posible distinguir dos modelos de organización de un mercado eléctrico que corresponden a dos formas de entender el mercado de electricidad.

1.2.1. Estructura del mercado eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas divide la industria eléctrica en las actividades de generación, transmisión y distribución, prohibiendo que una empresa pueda participar en más de una actividad, en la Figura N° 1.1 mostramos la estructura física del mercado eléctrico en el país.

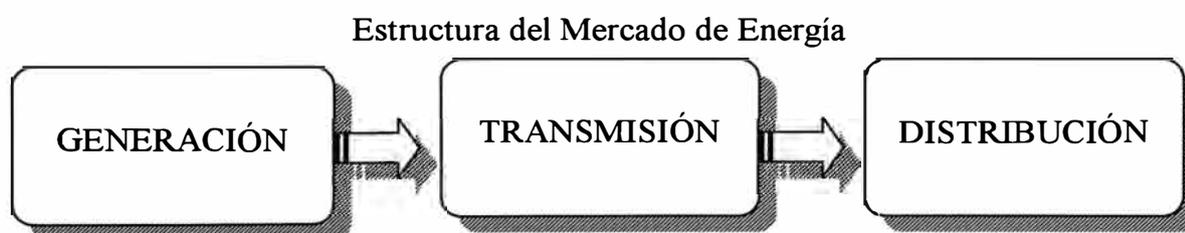


Figura N° 1.1

La estructura mostrada hace posible el funcionamiento de un mercado mayorista de energía o mercado spot, siendo posible la competencia sólo en la actividad de generación. Las otras actividades por sus características de economías de escala son mas bien monopólicas, sin embargo por Ley están obligadas a brindar libre acceso a los generadores, con la finalidad de permitirles a estos la suscripción de contratos de suministro con clientes libres. Por lo indicado son los generadores quienes pueden

suscribir contratos de suministro en cualquier parte del sistema de transmisión o sistemas de distribución.

El modelo de mercado de energía adoptado en el Perú es una variación del modelo POOL, en el que existe un único operador tanto para la operación del sistema como para la operación del mercado de energía o mercado spot.

En el Perú la labor del POOL es realizada por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) que regula la industria eléctrica delega al COES la operación económica y la coordinación de la operación física del sistema, al señalar entre las principales tareas del COES la responsabilidad de velar por la seguridad y por la operación al mínimo costo del sistema.

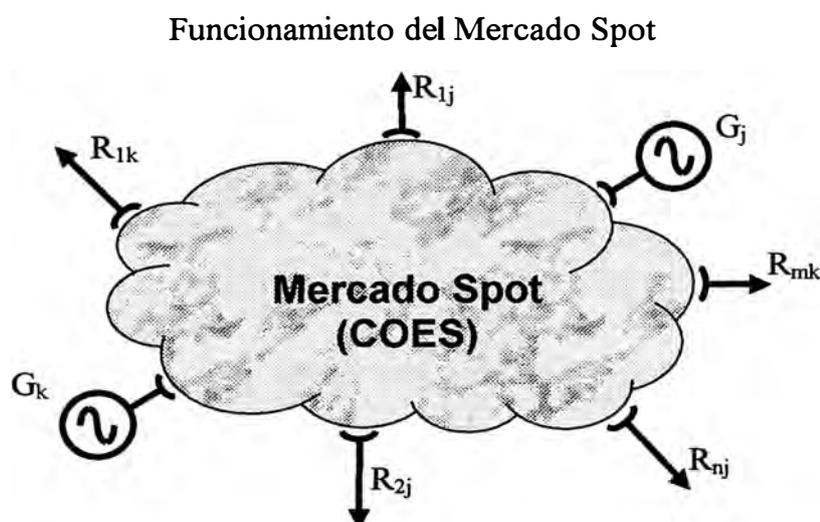
En los mercados organizados bajo un modelo POOL, los generadores son despachados siempre y cuando el precio ofertado por cada uno de ellos sea menor al precio spot o costo marginal, sin embargo en el Perú los generadores no tienen la libertad de declarar sus precios, y es el COES quien a través de procedimientos determina los precios o costos variables de cada unidad de generación, los cuales son utilizados para realizar los programas de despacho.

En el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) hay predominancia de centrales hidroeléctricas, que en época de avenida (lluvias) cubren la demanda nacional, sin embargo en los meses de estiaje las unidades termoeléctricas son requeridas para la cobertura de la demanda. Los programas de despacho están basados en la utilización de algoritmos de optimización cuyo objetivo es determinar la cantidad de agua que puede utilizarse en la generación, de manera de asegurar el suministro a futuro y operar el sistema de manera económica. Para el caso de la demanda, ésta es estimada de acuerdo a patrones de consumo históricos dependientes

del mes y día de la semana en curso, y del consumo realizado en días anteriores. A diferencia del despacho realizado a través de la operación de un mercado spot basado en ofertas, donde la programación y los precios spot se determinan para el día siguiente, el despacho es realizado con un horizonte semanal. No obstante la metodología de despacho dista de funcionar como un mercado spot operado por ofertas, el procedimiento aplicado en Perú entrega una señal económica, que es conocida como el costo marginal y corresponde a la última unidad térmica en ser despachada.

1.2.2. El mercado spot

En el Perú, el COES no solo opera el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sino también opera el mercado spot, en el que participan solo las empresas de generación. A continuación en la Figura N° 1.2 se muestra el comportamiento del mercado spot.



En el mercado spot, todos los generadores inyectan energía, en sus respectivas barras de interconexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y retiran del SEIN la energía necesaria para atender a sus clientes en sus respectivas barras de retiro, las mismas que pueden estar ubicadas en cualquier punto del SEIN. El COES para el despacho de las unidades de generación, de las diferentes empresas de generación, no considera en absoluto los contratos de suministro que éstas tengan suscritos, por lo que en los balances mensuales resultan empresas deficitarias y empresas excedentarias, respecto a los compromisos con sus respectivos clientes.

Una característica muy importante del mercado spot, es que introduce incertidumbre en la gestión de las empresas de generación, esto debido a la gran volatilidad que presentan los costos marginales o precios spot.

En el mercado spot por tratarse de un mercado de corto plazo, se realizan liquidaciones mensuales de transferencias de energía, las que resultan de valorizar las inyecciones de energía a costos marginales de sus respectivas barras de inyección menos las valorizaciones de los retiros de energía a sus respectivos costos marginales, lo dicho se resume en la siguiente expresión.

$$VTE_i = \sum_{j=1}^m (IE_{i,j} \times CMg \times fp_j) - \sum_{k=1}^n (RE_{i,k} \times CMg \times fp_k) \quad (1.1)$$

Donde:

	Valorización de transferencias de energía para el generador i
$IE_{i,j}$	Inyección de energía del generador i en la barra j
	Retiro de energía del generador i en la barra k
CMg	Costo marginal de la barra de referencia (Barra Santa Rosa)

- fp_j : Factor de penalidad para los costos marginales en la barra j o barra k
- m : Número total de inyecciones del generador i .
- n : Número total de retiros del generador i .

Como se trata de un mercado en el que la operación de un generador no se garantiza por los contratos de suministro que contrae, si no mas bien obedece a un programa de despacho, realizado por el COES, que resulta de cubrir la demanda del SEIN a mínimo costo, de forma confiable y segura, luego de ejecutado el programa de despacho se determina los costos marginales para cada periodo de 15 minutos, con los cuales se realizan las valorizaciones de las liquidaciones mensuales.

En lo que se refiere a potencia, la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que se deben de realizar pagos mensuales, donde cada unidad de generación o central eléctrica es remunerada por su potencia firme, la misma que es calculada mensualmente por el COES a través de una serie de procedimientos internos.

Sin embargo, a diferencia de la energía, el monto de la remuneración de la potencia firme proviene de los que en el Reglamento de la LCE se conoce como egresos por compra de potencia, que resulta de valorizar la demanda coincidente de todos los clientes del SEIN a sus respectivos precios de potencia en sus respectivas barras de retiro. Este monto resultante se debe de distribuir entre todas las unidades de generación que resulten remuneradas por su potencia firme, en proporción al ingreso garantizado preliminar que resulta para cada unidad de generación del sistema.

$$VTP_i = \sum_{j=1}^m (PF_{i,j} \times PPM_j \times FAIG) - \sum_{k=1}^n (CP_{i,k} \times PPM_k \times fic) \quad (1.2)$$

Donde:

VTP_i	:	Valorización de transferencias de potencia para el generador i
$PF_{i,j}$:	Potencia firme remunerable de la unidad j del generador i
PPM_j	:	Precio de potencia en punta a nivel de generación en la barra j o k
$FAIG$:	Factor de ajuste de ingreso garantizado, por lo general 0.7
$CP_{i,k}$:	Compras de potencia del generador i en la barra k
fic	:	Factor de incentivo a la contratación, igual a 2%
m	:	Número total de unidades remuneradas del generador i .
n	:	Número total de compromisos del generador i .

1.2.3. El mercado a largo plazo

En el mercado spot se observa que son los generadores quienes venden y compran energía en todo instante, las compras que realizan los generadores en el mercado spot son para honrar sus contratos de suministro, los mismos que representan las transacciones realizadas en un mercado de largo plazo o un mercado minorista. Los clientes para asegurarse el abastecimiento de energía eléctrica deben suscribir contratos de forma tal que se comprometen tanto suministrador y consumidor, el primero a entregar energía y el segundo a pagar por dicha energía un precio acordado previamente.

Este mercado de largo plazo podemos dividirlo en tres mercados que se caracterizan básicamente por los clientes:

- a) Mercado regulado, en este mercado encontramos como clientes a las empresas distribuidoras, donde lo máximo que pueden pagar por la energía y potencia son los precios en barra fijados por la GART.

- b) Mercado libre, los grandes consumidores cuyas capacidades instaladas sean mayores a 1 MW, según la Ley de Concesiones Eléctricas, pueden negociar libremente sus contratos de suministro a precios de energía y potencia mutuamente acordados, a estos se les conoce como clientes del mercado libre.
- c) Mercado intergeneradores, en este mercado que esta reservado solo para generadores se comercializan energía firme y potencia firme, estos sirven únicamente para garantizar contratos de suministro a aquellos generadores deficitarios o compradores.

Los contratos entre generadores y clientes por lo general son anuales, aunque estos dependen exclusivamente del acuerdo del comprador y del vendedor.

CAPÍTULO II

TEORÍA DE ANÁLISIS DE RIESGOS

2.1. Introducción

El análisis de riesgo por lo general introduce elementos de racionalidad económica ya que implica la toma de decisiones en medios cambiantes o en situaciones de incertidumbre. Tomar una decisión significa elegir una acción o una alternativa entre varias disponibles, tomando un riesgo por lo incierto del futuro. Si el resultado de cada acción es cierta y conocida con anterioridad, entonces tomar una decisión sería un acto trivial. Un ejemplo simple sobre lo afirmado, es la venta de Dólares en el Banco y en los cambistas a S/. 3,50 y S/. 3,48 respectivamente, entonces el comprador que acude a los cambistas a comprar \$ 100,00 sabe de antemano que ahorrará S/. 2,00, se conoce el resultado de la decisión antes de tomarla. Sin embargo, en situaciones en las que los resultados de las decisiones dependen de sucesos o eventos aleatorios impredecibles e incontrolables, es requerido una evaluación de los posibles sucesos futuros y sus posibles resultados antes de tomar una decisión, esto por lo general implica la evaluación de variables estocásticas con una cierta probabilidad de ocurrencia.

La ingeniería financiera moderna ha enfocado sus esfuerzos en determinar alternativas cuantitativas para la medición y la valoración de los riesgos asociados a una decisión bajo incertidumbre. El objetivo final es la toma de decisiones sólidas (robust) que garanticen la salud financiera de la organización, a la vez que **maximiza** sus utilidades mediante el manejo **óptimo** de un portafolio en el cual el decisor determina la distribución de sus inversiones de acuerdo a la rentabilidad esperada y al riesgo de las diferentes alternativas de decisión. Este proceso se debe realizar teniendo en cuenta las limitaciones financieras y de capital, las reglamentaciones legales y su posición con respecto al manejo del riesgo.

Existe riesgo cuando hay más de un rendimiento futuro asociado a una decisión. La relación entre rendimiento y riesgo es estrecha, y se puede sintetizar como que todo inversionista espera mayor rendimiento a mayor riesgo asumido, en el caso que su decisión sea exitosa. El rendimiento esperado se determina con base en el promedio de los ingresos/egresos bajo cada opción de decisión, y el riesgo se asocia a la dispersión (volatilidad) del rendimiento bajo diferentes escenarios del entorno aleatorio. El riesgo asociado a una combinación de decisiones no es simplemente el promedio, o la suma, de los riesgos asociados con cada decisión, sino que depende de la estructura de correlación entre los rendimientos.

El decisor debe enfrentar múltiples tipos de riesgos, dentro de ellos podemos enumerar los siguientes riesgos:

- a) Mercado: compuesto por el riesgo del precio (price risk) y el riesgo del volumen (volumetric risk) asociados a las transacciones de compraventa de bienes y/o servicios que se realizan en los mercados.

- b) Crédito: relacionado con la capacidad de cumplimiento de los compromisos establecidos en un convenio.
- c) Liquidez: relacionado con la liquidez de la organización a lo largo del tiempo.
- d) Operacional: asociado a las actividades que se desarrollan para llevar a cabo el negocio.
- e) Legal: asociado a la validez de los documentos que respaldan las transacciones de la organización.
- f) Regulatorio: asociado a potenciales cambios en las reglas de juego que establece un estado.

2.2. Gestión de riesgos en las empresas

La gestión de riesgos es un enfoque riguroso para cuantificar y administrar los riesgos, de todas las fuentes, que amenazan el logro de los objetivos estratégicos de una organización cualquiera. En la gestión del riesgo se identifica aquellos riesgos que corresponden a oportunidades que permiten explotar ventajas competitivas. Bajo el concepto gestión de riesgos se integra todo el conjunto de metodologías matemáticas y de procesos funcionales que se requieren para hacer un manejo integrado de los riesgos que enfrenta una organización, que en definitiva se manifiestan a través del riesgo financiero.

Las razones para considerar una adecuada gestión de riesgos en las empresas son de dos tipos:

- a) Externas: cada vez existen más aspectos regulatorios y/o reglamentarios orientados a proteger a los inversionistas y en general a la sociedad; e
- b) Internas: genera competitividad, por lo tanto es un buen negocio.

Las herramientas para la gestión de riesgos por lo general han sido desarrolladas sobre la base de conceptos estadísticos y por lo general se utilizan para orientar la toma de decisiones en cuanto a las inversiones que se deben realizar.

2.3. Medición del riesgo

Las medidas más conocidas del riesgo de un activo son la **varianza** y la **desviación estándar**. Estas representan la desviación de la media, o dicho de otra manera, cuanto es probable que se desvíen los rendimientos esperados respecto del valor más probable o medio esperado. Al riesgo que corre un activo financiero se le conoce como *volatilidad*, que debe entenderse como la “fluctuación” que puede sufrir un activo en el tiempo.

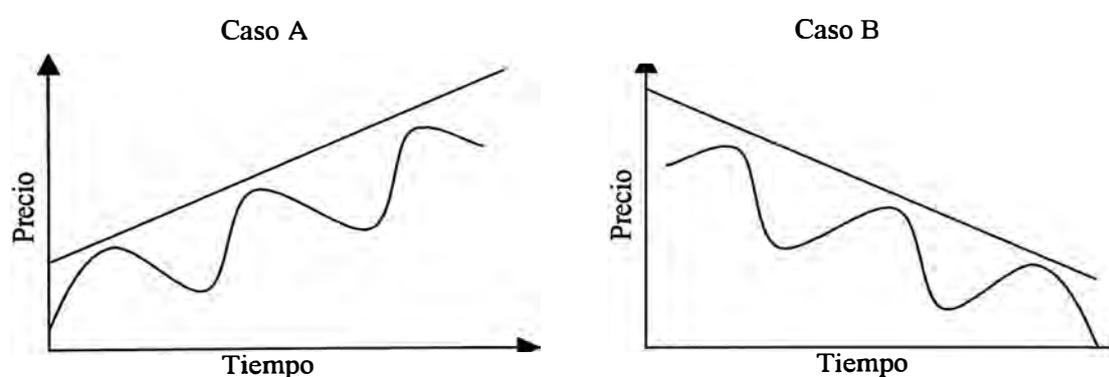


Figura N° 2.1

En la Figura N° 2.1 se muestra dos casos de variación de precios a través del tiempo, en el *Caso A*, la línea recta con tendencia creciente carece de volatilidad, mientras que la línea ondulante es muy volátil y representa al precio muy fluctuante de un activo, aunque en ambas indican que serían buenas inversiones.

En el *Caso B*, al igual que en el anterior, la línea recta carece de volatilidad pero tiende a disminuir, la línea ondulante presenta mucha volatilidad y tiende a disminuir con el tiempo, ambas situaciones significan pésimas inversiones.

Es por esta razón que interesa de sobremanera manejar adecuadamente la volatilidad de los activos financieros, teniendo en cuenta que a mayor volatilidad existe mayor riesgo.

De esta manera el riesgo se asocia con estas medidas de desviación. Se parte de calcular la media aritmética de los retornos y luego, para cada observación, se calcula la desviación (o diferencia) con esa media.

$$\hat{R} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i}{n} \quad (2.1)$$

Donde:

\hat{R} : Retorno esperado

R_i : Retorno del periodo i

n : Número de periodos o muestras

Como hay desviaciones negativas y positivas esto llevaría a que la sumatoria sea cero. Para evitar esto se eleva al cuadrado cada uno de esas desviaciones y luego de sumarlos todos, posteriormente se los divide por la cantidad de observaciones. El resultado de esto es la medida estadística conocida como **varianza**, que es lo mismo que un promedio de las desviaciones respecto del valor medio. Como está elevada al cuadrado, tanto sus valores como sus unidades (elevadas al cuadrado) no son representativas, pues serían unidades al cuadrado y no sirve para sumar y restar al

valor medio. Para lograr esto, se le aplica la raíz cuadrada, obteniendo la medida de desviación llamada **desviación estándar** que es la verdadera medida de volatilidad.

$$\text{Varianza} \quad : \quad \sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{R} - R_i)^2 \quad (2.2)$$

$$\text{Desviación Estándar} \quad : \quad \sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad (2.3)$$

Por lo indicado, respecto a la desviación estándar se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) A mayor desviación estándar, mayor es la variabilidad del activo y por tanto mayor el riesgo.
- b) Esta medida estadística es muy útil siempre y cuando la distribución de probabilidades del rendimiento del activo siga una distribución normal.

Diversos análisis estadísticos demuestran que los retornos de los activos financieros tienen una distribución que no es perfectamente normal, si no que tienen lo que se llama colas elevadas o leptocurtosis, esto implica que las crisis y las euforias suceden más veces que lo que predice la distribución normal. Dado que esta desviación no es tan pronunciada, casi toda la teoría financiera está desarrollada sobre la base de que la distribución de los retornos de los activos es normal.

La existencia de una gran variedad de activos financieros, permite que el financista elija una cartera adecuada que maximice los retornos y minimice los riesgos de los activos elegidos, teniendo en cuenta que cada activo individualmente tiene un comportamiento diferente. Lo dicho implica un problema de selección de los activos que formarán parte de la canasta óptima, que tienen que ver con la *Teoría de Portafolios* que a continuación se detalla.

2.4. Teoría de portafolios

Se entiende por portafolio o cartera de activos a una determinada combinación de activos adquiridos por una persona natural o jurídica, y que pasan por lo tanto, a formar parte de su patrimonio. En ella se incluyen cualquier tipo de activos financieros.

La teoría de selección de carteras y la consiguiente teoría de equilibrio en el mercado de capitales nacieron en 1952 con un célebre trabajo de H. Markowitz al que se le prestó escasa atención hasta que el mismo autor publicó en 1959 con mayor detalle su formulación inicial. A raíz de un famoso trabajo publicado en 1958 por James Tobin, se vuelve a plantear el problema de la composición óptima de una cartera de activos, si bien con una orientación y alcance totalmente nuevos. Fueron sin embargo W. F. Sharpe y J. Lintner quienes completaron el estudio despertando un enorme interés en los círculos académicos y profesionales.

La principal aportación de Markowitz se encuentra en recoger de forma explícita en su modelo los rasgos fundamentales de lo que en un principio se puede calificar como conducta racional del inversor, consistente en buscar aquella composición de la cartera que haga máxima la rentabilidad para un determinado nivel de riesgo, o bien, un mínimo riesgo para una rentabilidad dada.

El inversor se encuentra presionado por dos fuerzas de sentido opuesto: i) el deseo de obtener mayores ganancias o mayor rentabilidad y ii) la insatisfacción causada por el riesgo.

En cada situación concreta tendrá que optar por una determinada *Ganancia - Riesgo*, en función de sus preferencias personales. Como medida de la rentabilidad de la cartera de Markowitz se utiliza la media o esperanza matemática de rentabilidad que

el inversor espera obtener en el futuro, y que solamente se conoce en términos de probabilidad, y como medida del riesgo la desviación típica de esa rentabilidad. De aquí que al modelo se le conozca con el nombre de *Media - Varianza*.

La teoría introducida por Markowitz sobre la selección óptima de la cartera de clientes se basa en dos etapas:

- a) Construir una frontera eficiente respecto a variables que representan expectativas de retorno y de riesgo. Estas variables son la rentabilidad esperada (M) y la varianza esperada (V) las cuales se obtienen como proyecciones de series históricas, generalmente. Las fronteras eficientes *Media-Varianza* (M-V) responden a la idea Paretiana de optimizar una única variable sin perjudicar por ello a las restantes en el marco de la programación. Para ello, M-V minimiza el riesgo de una cartera con pesos incógnita, manteniendo constante la rentabilidad esperada. Este procedimiento conduce a una cartera eficiente en el sentido de Pareto. En efecto, entre todas las alternativas que ofrecen la misma rentabilidad esperada, se selecciona aquella que garantiza el menor nivel de riesgo; por tanto, dicha alternativa puede considerarse óptima respecto a la seguridad de inversión. El riesgo (o su antítesis, la seguridad) se mide recurriendo a distintos indicadores estadísticos, aunque el estándar de cuantificación es la varianza o su raíz cuadrada, la desviación estándar. Las ventajas de usar la varianza como medida de riesgo son de 2 tipos, conceptuales y operativas. En primer lugar, muchos inversores identifican riesgo con volatilidad pensando que si un valor bursátil, o una cartera, experimenta fluctuaciones profundas y frecuentes en sus precios se crea incertidumbre a su alrededor, ya que se puede comprar

equivocadamente a precios caros y vender a precios baratos, con lo cual resultan abultadas pérdidas. Como la volatilidad se refleja matemáticamente en la varianza, queda comprendido entonces el interés de este indicador de riesgo. En segundo lugar, la varianza de una cartera se puede calcular estadísticamente mediante una fórmula matemática sencilla lo cual facilita mucho el cálculo de fronteras eficientes. Como la minimización restringida del riesgo queda sujeta a un valor paramétrico particular que toma la rentabilidad esperada, tenemos una cartera eficiente para cada nivel paramétrico prefijado de la rentabilidad. Por consiguiente, hay que repetir el proceso de minimización tantas veces como sea necesario, dando a las expectativas de rentabilidad distintos niveles, con el fin de trazar la curva frontera mediante una serie de puntos próximos entre sí y situados sobre ella. En otras palabras, la curva frontera se dibuja aproximadamente a través de una poligonal inscrita sobre la misma. Cuanto más minimizaciones se lleven a cabo, tanto más tupida resultará la poligonal y tanto más fino será el dibujo de la frontera.

- b) Determinar la cartera eficiente que maximice la utilidad del inversor. Esta segunda etapa de optimización es imprescindible si tenemos en cuenta la multiplicidad de carteras eficientes sobre la frontera. En general, se cumple una ley de correlación entre riesgo y rentabilidad esperada, de tal modo que si se quiere conseguir unas altas expectativas de rentabilidad se incurre también en un alto riesgo. Para cada perfil inversor, existe una función de utilidad que relaciona las preferencias del inversor particular respecto a seguridad y rentabilidad. Aquellos inversores que prefieren arriesgarse con el propósito

de aumentar sus expectativas de rentabilidad, elegirán puntos de elevada cota en la frontera, es decir, elegirán carteras que aparejan un considerable riesgo y una considerable rentabilidad esperada. Aquellos otros inversores que se decanten por la seguridad, elegirán carteras en el polo opuesto de la frontera eficiente, a conciencia de que estas carteras implican una baja rentabilidad esperada. En definitiva, la elección depende de unas preferencias que vienen dadas por la función de utilidad correspondiente a cada inversor. Si no se conoce esta función de utilidad, o si solo se la conoce deficientemente, será difícil para el analista aventurar la cartera óptima, quedando así sin resolver el problema selectivo.

2.4.1. Fundamento matemático

En un proceso de toma de decisiones de negociación a largo plazo (inversiones o compraventa de commodities), se asume que el agente, comprador o vendedor, conoce la información correspondiente a las características probabilísticas del precio spot, y que con base en esta información determina sus curvas eficientes de demanda, o de oferta, a partir de las cuales establece el precio P al cual está dispuesto a comprar, o a vender, una cantidad Q en el mercado de largo plazo. Las curvas eficientes se deben estimar de forma tal de optimizar su comportamiento con respecto a su función de utilidad o retorno que pondera el riesgo asumido y el beneficio esperado. Como toda curva de oferta, o de demanda, el precio P cambia en la medida que cambia Q . El precio como función de la cantidad, $P(Q)$, debe ser creciente para el caso de curvas de oferta, y decreciente para el caso de curvas de demanda.

Pero como los portafolios están formados por n activos, se debe tener en cuenta la maximización de los retornos y la minimización del riesgo de la canasta de activos, este proceso debe realizarse cuando las cantidades o los pesos de los activos de la canasta son desconocidos.

El rendimiento o retorno esperado de una canasta estará dado por la ponderación de los retornos de los activos por sus respectivos pesos de participación en la canasta.

$$\hat{R}_P = \sum_{i=1}^n \omega_i R_i \quad (2.4)$$

Donde:

\hat{R}_P : Retorno esperado del portafolio

R_i : Retorno del activo i

ω_i : Participación del activo i en el portafolio, $\sum_{i=1}^n \omega_i = 1$

n : Número de activos del portafolio

Se había expresado que la desviación de los valores de la media era la volatilidad y eso se relacionaba con el concepto de riesgo. El cálculo del riesgo de un portafolio no es tan sencillo como en el caso del rendimiento dado que no sólo influye el promedio ponderado de las desviaciones de cada activo sino que también influye la correlación entre los mismos, que permite disminuir el riesgo total del portafolio.

El efecto de la diversificación se mide entonces, con las medidas de dispersión de la media. Así la varianza de un portafolio de 2 activos puede expresarse con la siguiente fórmula:

$$\sigma_P^2 = \omega_1^2 \times \sigma_1^2 + \omega_2^2 \times \sigma_2^2 + 2 \times \omega_1 \times \omega_2 \times \sigma_{12} \quad (2.5)$$

Donde:

σ_p^2 : Varianza del portafolio

σ_i^2 : Varianza del activo i

σ_{12} : Covarianza entre los activos del portafolio

La covarianza entre los activos, mide como se relacionan dos activos pero cada uno respecto de su media. La ecuación de la covarianza es la siguiente:

$$\sigma_{12} = \frac{1}{n} \sum [(R_{1i} - R_{1i}) \times (R_{2i} - R_{2i})] \quad (2.6)$$

El problema que tiene la covarianza es que está expresado en unidades de la media, por lo que se hace difícil hacer comparaciones entre covarianzas para ver si dos pares de activos están muy o poco relacionados. Para solucionar este problema se usa el coeficiente de correlación, que en realidad es la covarianza estandarizada, que es igual al cociente de la covarianza respecto al producto de sus desviaciones estándares.

$$\rho_{12} = \frac{\sigma_{12}}{(\sigma_1 \times \sigma_2)} \quad (2.7)$$

El coeficiente de correlación puede tomar valores entre 1 y -1 . Si dos activos tienen correlación igual a 1, es que tienen correlación perfecta, o sea que cuando el precio de un activo sube 10% el otro activo sube 10%; si dos activos tienen correlación igual a -1 , es perfecta la correlación pero inversa, o sea, que cuando un activo sube 10% el otro baja 10%. Y luego existen todas las correlaciones en el medio.

La varianza de un portafolio de 2 activos también puede expresarse usando el coeficiente de correlación, tal como se muestra en la siguiente expresión:

$$\sigma_p^2 = \omega_1^2 \times \sigma_1^2 + \omega_2^2 \times \sigma_2^2 + 2 \times \omega_1 \times \omega_2 \times \sigma_1 \times \sigma_2 \times \rho_{12} \quad (2.8)$$

La fórmula general para el cálculo del riesgo de un portafolio de n activos es la siguiente:

$$\sigma_P^2 = \sum_{i=1}^n \omega_i^2 \times \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n \omega_i \times \omega_j \times \sigma_{ij} \quad (2.9)$$

$$\sigma_P^2 = \sum_{i=1}^n \omega_i^2 \times \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n \omega_i \times \omega_j \times \sigma_i \times \sigma_j \times \rho_{ij} \quad (2.10)$$

2.4.2. La frontera eficiente

Revisado los conceptos matemáticos de la evaluación de riesgos, el siguiente paso para determinar la cartera óptima es la determinación de la frontera eficiente, el cual define los portafolios factibles (canastas de inversión) que cumplen con el requisito de maximizar retorno para todo nivel de riesgo. En términos matemáticos el problema se reduce a:

$$\text{Max} \quad \hat{R}_P = \sum_{i=1}^n \omega_i R_i \quad (2.11)$$

s.a.:

$$\sigma_P = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n \omega_i^2 \times \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n \omega_i \times \omega_j \times \sigma_{ij} \right)} = \sigma_0$$

$$0 < \omega_i < 1, \quad \forall i = 1..n$$

$$\sum_{i=1}^n \omega_i = 1$$

Esta especificación nos indica que la frontera eficiente incluye aquellas ponderaciones ω_i de los distintos activos i que cumplan con las condiciones de

maximización de retornos para cada nivel de riesgo preestablecido, σ_0 , obedeciendo a que los ponderadores deben sumar 100% y no pueden en forma individual estar fuera del rango del 0% al 100% como porcentaje de inversión. Gráficamente se puede observar que el envolvente superior está formado por las carteras óptimas y de máxima rentabilidad para un riesgo dado.

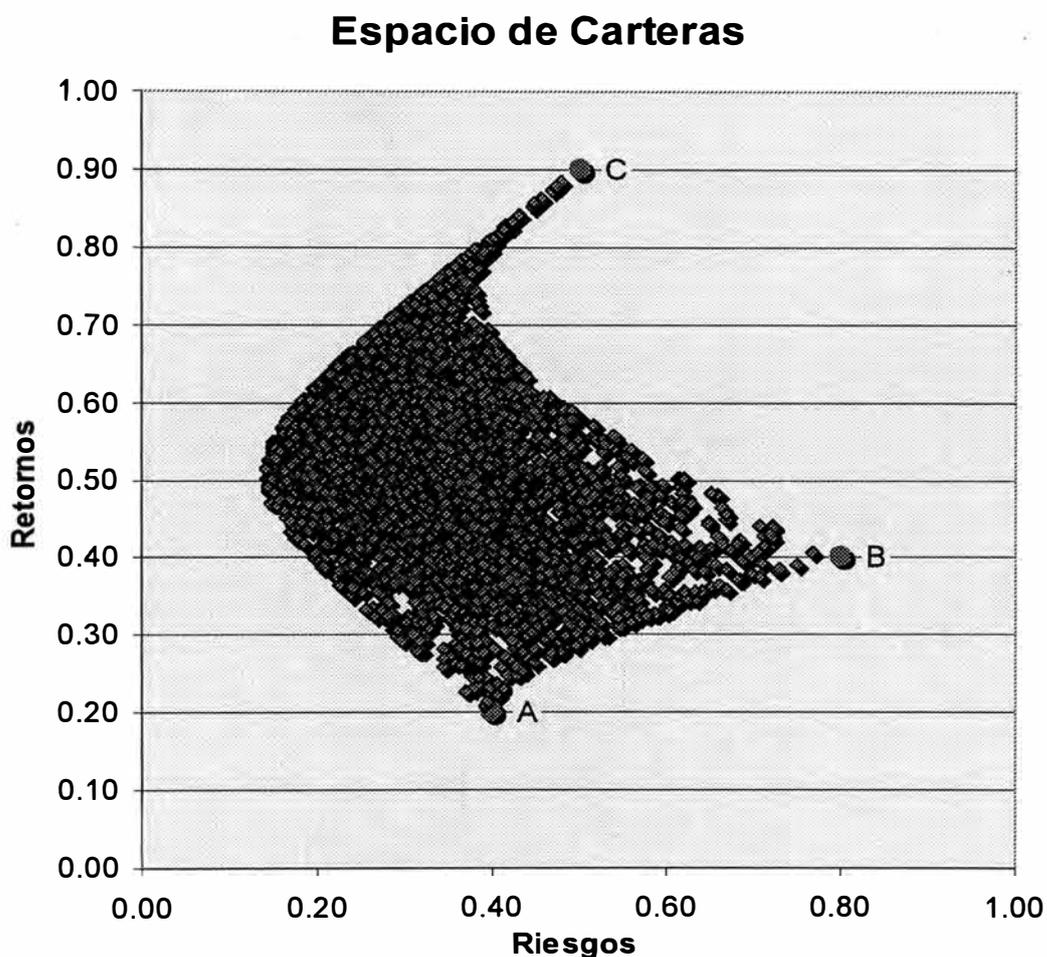


Figura N° 2.2

2.4.3. El mínimo riesgo

En el caso anterior se buscaba la canasta de máxima rentabilidad para un cierto riesgo, ahora se busca la canasta de activos que menor riesgo represente para el

inversionista, para ello se busca la minimización del riesgo. Tomando la ecuación 2.11 la expresión de minimización quedaría con la siguiente función objetivo:

$$\text{Min} \quad \sigma_P^2 = \sum_{i=1}^n \omega_i^2 \times \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n \omega_i \times \omega_j \times \sigma_{ij} \quad (2.12)$$

s.a.:

$$0 < \omega_i < 1, \quad \forall i = 1 \dots n$$

$$\sum_{i=1}^n \omega_i = 1$$

En la Figura 2.2 es posible observar que la cartera de mínimo riesgo está ubicada en el extremo izquierdo de la llamada paraguas de Markowitz.

CAPÍTULO III

RIESGOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

3.1. Introducción

En el mercado eléctrico nacional al igual que el de otros países donde la liberalización del mercado eléctrico ha sido implementada, está implícito el riesgo en todas las actividades del negocio eléctrico, generación, transmisión y distribución. Sin embargo, bajo el marco legal vigente en el país (Ley de Concesiones Eléctricas), es en la actividad de generación en la que el riesgo es mayor, debido a que es la actividad donde es posible la competencia, en el caso del país esta se da con la participación de todas las empresas generadoras que tienen unidades de generación a lo largo del SEIN.

3.2. La incertidumbre del futuro

Es preciso aclarar que toda actividad o proceso productivo es concebido bajo ciertos supuestos, los cuales se esperan que ocurra, pero como no se tiene certeza de lo que ocurrirá en el futuro ya sea a corto, mediano o largo plazo, entonces aparece la incertidumbre sobre la ocurrencia o no de un evento. El interés de un gerente o

director de toda empresa por conocer el futuro es para la toma de decisiones, lo que implica evitar pérdidas u obtener mayores ganancias.

La cuantificación de la incertidumbre viene a ser la evaluación del riesgo, éste último término es el que usualmente se emplea en todas las operaciones empresariales.

3.3. Identificación de riesgos

La liberalización de los mercados es la principal fuente de riesgos para los agentes del mercado ya sean compradores o vendedores. Para el caso que nos ocupa, el mercado eléctrico, en especial el caso peruano, por las características de su estructura presenta riesgos que son inherentes a la actividad de la industria eléctrica.

En el Capítulo I se mostró que el COES opera físicamente el SEIN (unidades de generación y líneas de transmisión) y también el mercado spot, en ambos casos las empresas generadoras tienen fuentes de riesgos, los que podemos agruparlos en riesgos operativos y riesgos de mercado, esta agrupación se hace posible considerando el Marco Legal vigente.

3.3.1. Riesgos operativos

Bajo la Legislación Eléctrica actual, el COES es la entidad encargada de operar físicamente el mercado eléctrico de manera que la atención de la demanda de energía sea en lo posible al mínimo costo, de forma confiable y segura, en todo instante, esto implica que los generadores no tienen garantizado el despacho de sus unidades de generación, porque el COES dispone la operación de una unidad de generación de acuerdo al ranking de los costos variables de dichas unidades. Los riesgos operativos

a los que se exponen las empresas generadoras se deben principalmente a los siguientes generadores de riesgos:

a) Disponibilidad de insumos

Toda industria requiere de insumos para producir, la industria eléctrica no es ajena a este requerimiento porque tanto las centrales hidroeléctricas como las termoeléctricas requieren ya sea de agua o de combustible para su propósito. La falta de recursos hídricos, poca lluvia en las cuencas donde se ubican las centrales hidroeléctricas propiciará la operación de las unidades termoeléctricas, mientras que la abundancia de lluvias evitará la operación de las unidades termoeléctricas.

La hidrología de las cuencas del país, desde el norte hasta el sur, presenta el mismo ciclo estacional, lluvias de octubre a abril y estiaje en los meses restantes, esta situación hace que los precios en barra y los costos marginales tengan una marcada diferencia.

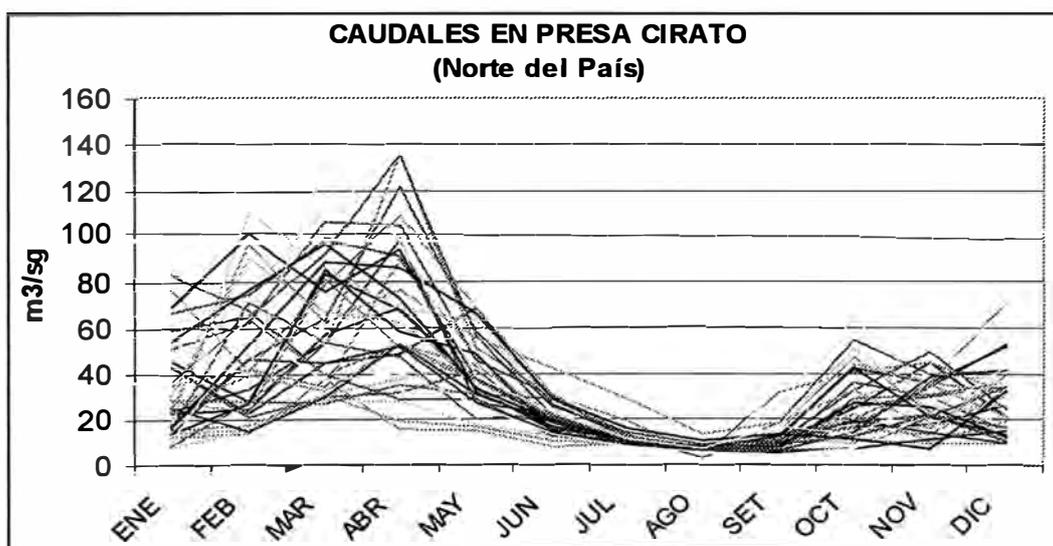


Figura N° 3.1

La Figura N° 3.1 muestra los caudales naturalizados en la Presa Cirato, que es aportante para la C.H. Carhuaquero de propiedad de Duke Energy International - EGENOR, ubicada en el norte del país. En cambio en la Figura N° 3.2 se representan los caudales naturales del Río Vilcanota, registrados en el punto de interés denominado Km 105, en la bocatoma de la C.H. Machupicchu de propiedad de EGEMSA, la misma que se encuentra ubicada en el sur del país.

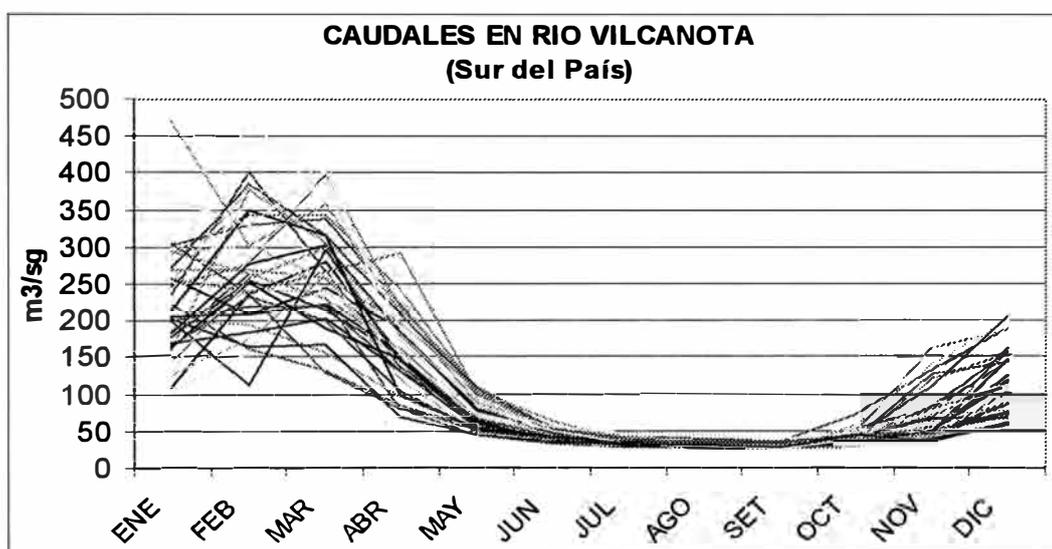


Figura N° 3.2

La producción de la mayoría de las centrales hidroeléctricas del SEIN refleja la curva hidrológica de sus cuencas, salvo algunas que disponen de caudal suficiente para generar a plena carga durante el año. Por ello el costo marginal del sistema es muy bajo en época de avenida y muy alto en época de estiaje.

b) Nuevas tecnologías

En la industria eléctrica el riesgo por ingreso de nuevas tecnologías es menor para las unidades hidroeléctricas, sin embargo para las unidades termoeléctricas es mayor siempre que estas nuevas tecnologías abaraten los costos de

producción. Las nuevas tecnologías provocarían el desplazamiento de ciertas unidades de generación, lo que ocasionaría menores ingresos para las empresas cuyas unidades de generación son desplazadas, sin embargo permitiría una reducción de precios para los compradores.

c) Disponibilidad de unidades de generación

La disponibilidad de las unidades de generación puede verse interrumpida por fallas que no puedan superarse fácilmente, otro de los motivos es la dependencia tecnológica del fabricante, que evita la fácil adquisición de repuestos, también podemos considerar como riesgo la obsolescencia tecnológica de las unidades de generación.

d) Fenómenos naturales

El riesgo que genera la naturaleza puede manifestarse de diversas formas, desde terremotos, desastres naturales, deslizamientos de tierras, inundaciones y otros que pueden afectar instalaciones de transmisión y plantas de generación.

Los riesgos operativos tienen una relación directa con la mayor o menor producción de energía, lo que llamaremos como el riesgo de volumen o riesgo de cantidad, un efecto secundario de los riesgos operativos son los precios o costos marginales del mercado spot.

3.3.2. Riesgos de mercado

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) define la estructura del mercado eléctrico en el país, de forma tal que en la actividad de generación se propicia la competencia, sin embargo debemos identificar bien el carácter de competencia que pretende incentivar

la LCE al permitir que el COES sea quien opere el mercado spot, que actúa como un mercado mayorista donde acuden tanto vendedores y compradores. La Figura N° 1.2 nos da una idea de la participación de los generadores en el mercado spot, se muestra que las empresas de generación tienen doble actividad, que es la de vendedores y la de compradores, porque son los únicos que tienen acceso a participar en el mercado spot.

Los generadores compran en el mercado spot, la energía comprometida con sus clientes, producto de sus contratos de suministro de energía eléctrica con clientes tanto del mercado regulado como del mercado libre. Las transacciones antes indicadas, venta y compra de energía en el mercado spot, se valorizan a costos marginales de corto plazo del sistema, estos como ya se indicó se calculan cada 15 minutos, y por lo general reflejan la variación de la demanda, la hidrología, la disponibilidad de unidades de generación y líneas de transmisión, en cada periodo.

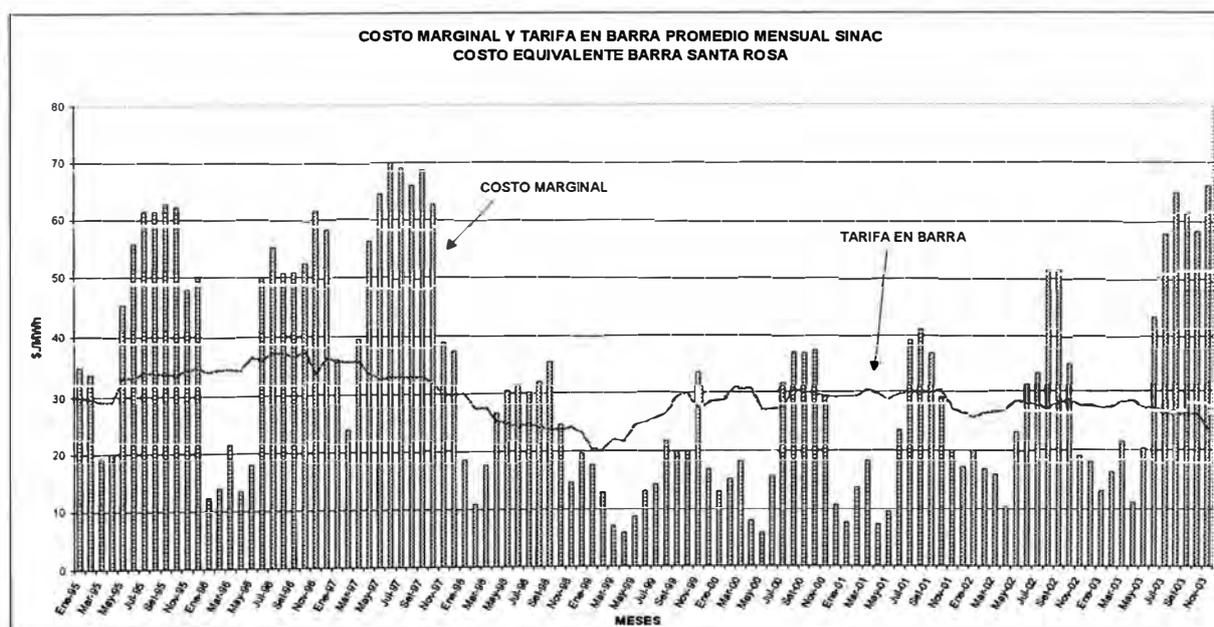


Figura N° 3.3

Por todo lo indicado, se puede concluir que el riesgo que introduce el mercado es principalmente el riesgo referido al precio, esto debido a que los generadores están obligados a vender a las empresas distribuidoras o clientes del mercado regulado a precios fijados por la GART, precios en barra que no son más que precios estabilizados de los costos marginales esperados para los siguientes 48 meses, por otro lado habiendo llegado el mercado a una cierta madurez con mayor competencia y con clientes con mayor conocimiento del mercado eléctrico, los generadores se ven obligados por el mercado a ofrecer precios fijos o precios variables en torno al precio en barra, sin embargo los precios de transacción en el mercado spot son muy volátiles, una muestra de la volatilidad de los precios se puede observar en la Figura N° 3.3, en la que se compara los costos marginales y los precios en barra referidos a la SE Santa Rosa 220 kV.

3.3.3. Otros riesgos

Adicionalmente a los riesgos indicados, los generadores se ven expuestos a riesgos como el riesgo regulatorio, riesgo político, riesgo de contratos y otros:

a) Riesgo regulatorio

El riesgo regulatorio está latente, porque los resultados económicos de una empresa pueden verse afectados por cambios imprevistos en el marco de regulatorio del sector eléctrico. Aunque la estabilidad jurídica es el compromiso del Estado para mantener y atraer inversionistas para el sector eléctrico, el riesgo regulatorio viene por el lado del ente regulador, en el país es el OSINERG, que emite resoluciones con carácter de cumplimiento obligatorio para todas las empresas del sector eléctrico, estas por lo general son los precios en barras y los

costos de transmisión, que pueden ser transferidos al cliente o que son asumidos por los generadores, éste último significa que aumentan los costos fijos, por lo que cabe recalcar que cuando los ingresos de una empresa son variables y su costo fijo es alto, el negocio se expone a un mayor riesgo.

b) Riesgo político

La historia política de nuestro país esta llena de caudillos y populistas, lo que puede traducirse en posibles estatizaciones de las empresas eléctricas y una fuerte intervención del Estado en el sector eléctrico, sin embargo a pesar de que existe este tipo de riesgo en la actualidad es muy poco probable por la forma como marcha la economía mundial.

c) Riesgo por contratos

Las empresas de generación buscan minimizar los riesgos a través de los contratos de suministro, contratos de largo plazo, tanto con clientes del mercado regulado como con clientes del mercado libre. Comercialmente los contratos de suministro pueden representar mecanismos beneficiosos o no para las empresas eléctricas, las que dependerán de la capacidad de negociación y de la política comercial de la empresa. La incertidumbre de los costos marginales del mercado spot puede sugerir a las empresas a especular con los costos marginales o en su defecto a suscribir contratos de suministro que aseguren un ingreso estable, que cubran sus expectativas. Sin embargo, el riesgo por contratos lo podemos limitar básicamente a la diferencia del precio de contrato (venta al cliente) y del precio spot (compra del mercado spot para atender al cliente) de la energía entregada al cliente.

Desde el punto de vista de los clientes, los contratos de suministro por lo general se utilizan para transferir el riesgo de la volatilidad de los precios del mercado eléctrico a los suministradores, en este caso a los generadores.

Las empresas de generación por lo general diversifican sus contratos entre clientes del mercado libre y clientes del mercado regulado, formando de esta manera un portafolio de contratos, buscando que la rentabilidad del portafolio o cartera de clientes sea mayor a la que obtendría en el mercado spot.

CAPÍTULO IV

PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

4.1. Introducción

El mercado eléctrico nacional está segmentado en tres mercados: a) un mercado para clientes regulados, b) un mercado para clientes libres y c) un mercado intergeneradores.

Para los generadores, los clientes que forman el mercado regulado son las empresas de distribución, que compran energía a precios regulados para suministrar a usuarios finales, que no están en capacidad de elegir suministrador libremente, estos precios son fijados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG, estos precios son los denominados precios en barra, y son los precios máximos a los que los generadores pueden vender la energía a las distribuidoras.

En cambio los clientes del mercado libre están formados por grandes consumidores de energía tales como industrias, compañías mineras y otros, cuyas plantas o instalaciones industriales superan 1 MW de capacidad instalada, para este caso los generadores y clientes negocian libremente los precios de energía y potencia del suministro.

En el mercado intergeneradores, se deben de considerar las transacciones de corto plazo y las de largo plazo. Las transacciones de corto plazo están referidas básicamente al mercado spot, en el que los generadores acuden a vender y comprar en todo instante su producción de energía y los retiros de sus clientes, respectivamente. Las transacciones de largo plazo están referidas a las negociaciones de energía firme y de potencia firme, que sirven únicamente para garantizar los contratos de suministro de un generador deficitario, los precios pactados entre vendedor y comprador son completamente libres.

A continuación describiremos la metodología para la obtención de los precios de energía en el mercado eléctrico nacional.

4.2. Sistema de precios regulados

Este esquema se orienta a establecer un contexto de libre competencia para las actividades de generación, y a regular la transmisión y distribución para reducir los posibles abusos derivados de la posición de dominio que cada distribuidor tiene dentro de su área de concesión.

Uno de los elementos más importantes dentro de este marco regulatorio fue el diseño de una regulación tarifaria, cuyo objetivo principal es promover la eficiencia en las operaciones dentro del sector.

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) considera en su Título V – Sistema de Precios de la Electricidad – Artículo 42º, precisa que: *“Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.”*. Aclarando que los precios sujetos a regulación son los costos marginales con los que el COES determina las transferencias de

potencia y energía, además de los precios de venta de energía de los generadores a los concesionarios de distribución y los costos de transmisión, que también son sujetos de regulación.

Es preciso aclarar que el sistema de precios al que se refiere la LCE están basados en los conceptos marginalistas, por lo que toda estimación o definición de precios requiere de la determinación de los costos marginales, para este propósito se utiliza el modelo PERSEO, el cual permite la estimación de los costos marginales de corto plazo esperados para el horizonte del estudio.

La LCE establece que las tarifas de energía en barra se fijan semestralmente y entran en vigencia en mayo y noviembre de cada año, para esto se hace una evaluación del crecimiento de la demanda para un horizonte de 48 meses hacia delante, un escenario probable de ingreso de instalaciones de eléctricas, cargas especiales, información histórica de las series hidrológicas de las cuencas de las centrales hidroeléctricas y otros aspectos económicos con los que el modelo PERSEO estima los costos marginales esperados en el SINAC.

4.2.1. Modelo PERSEO

El modelo PERSEO en este sentido, ha sido orientado a resolver el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo; es decir, busca un plan óptimo que minimice el costo total de operación en bases mensuales. Asociado al plan óptimo de operación se obtienen los costos marginales en cada barra del sistema, los que finalmente se utilizan en la formación de la estructura de precios en barra de energía.

Es preciso indicar que el modelo cuenta con las siguientes características:

- a) Multi – embalse.- Representación individual de cada embalse, tomas de agua, canales de conducción y centrales hidroeléctricas de cada cuenca; respetando su disposición física y cuenca hidrográfica. Tal como se muestra en los diagramas de las cuencas hidrográficas del río Mantaro y del río Alto Colca – Chili.
- b) Multi – nodo.- Representación de cada nodo (barra) del sistema de transmisión y del efecto de sus pérdidas; tal como se muestra en la configuración del sistema eléctrico del SINAC.
- c) Multi – escenario.- Permite evaluar el desempeño del sistema ante diversos escenarios hidrológicos conformados a partir de secuencias hidrológicas generadas con los registros históricos de caudales afluentes ó con series de caudales sintéticos.
- d) La posibilidad de definir el número de bloques de demanda de energía representada a través de una curva de duración.
- e) La posibilidad de realizar cambios o repotenciamientos en los parámetros que describen los elementos del sistema (líneas, canales, centrales, etc.) durante el horizonte de análisis.
- f) La posibilidad de agrupar las centrales bajo una denominación común (empresas).

Con los resultados que se obtienen del modelo es posible realizar los estudios y/o aplicaciones en:

- a) Evaluación del precio en barra.
- b) Proyección de ingresos y costos de los generadores.
- c) Proyecciones de consumos de los diferentes combustibles utilizados en la operación hidrotérmica.

- d) Análisis del problema de congestión en las líneas de transmisión.
- e) Análisis de la bidireccionalidad de las líneas de transmisión para la calificación de los sistemas.
- f) Determinación de beneficiarios por el ingreso de nuevas líneas de transmisión.
- g) Determinación de los factores de pérdidas de energía de manera directa.
- h) Evaluación de precios para contratos de suministros a clientes libres en varios escenarios y en horizontes mayores a 48 meses.

4.2.2. Modelo tarifario

El modelo de tarifas establecido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas establece los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados, bajo este esquema se deja de lado la estructura de tarifas por sectores de consumo que antes se utilizaba. Como ya se indicó este modelo marginalista considera una barra de referencia a partir de la cual mediante la aplicación de factores de penalización se llevan los precios a otras barras del sistema, esto debido a las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión.

En el Artículo 124° del reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece el procedimiento con el que se determina el precio básico de energía en la barra de referencia para luego expandirlo a las demás barras, en el modelo PERSEO este proceso ya está incorporado y entrega directamente los precios en barra, en las barras del sistema.

- a) Se calculará el valor presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada período proyectado.

- b) Se calculará el valor presente de la demanda de cada período proyectado.
- c) El cociente de a) y b) define el precio básico de la energía al que se refiere el Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Los valores presentes de la valorización de la energía y de la demanda en la barra de evaluación, se calculan con la tasa de descuento del 12%, la misma que se señala en el Artículo 79° de la LCE.

Los periodos a los que se refiere el procedimiento son periodos mensuales, por lo que la actualización se realiza para 48 meses.

Matemáticamente el procedimiento de cálculo de los precios en barra se puede expresar de la siguiente forma:

$$PE = \frac{\sum_{i=1}^{48} \left(\frac{CMg_i \times DmE_i}{(1+t)^{i/12}} \right)}{\sum_{i=1}^{48} \left(\frac{DmE_i}{(1+t)^{i/12}} \right)} \quad (4.1)$$

Donde:

- PE : Precio de energía en la barra de evaluación
- CMg_i : Costo marginal del periodo i
- DmE_i : Demanda de energía en la barra de evaluación, en el periodo i
- t : Tasa de descuento, igual a 12%

Como los precios en barra, reflejan los costos marginales del sistema, lo que hace el modelo tarifario es estabilizar los precios de la energía del sistema, los cuales están dados por los costos marginales que son muy inestables o de muy alta volatilidad.

Así mismo, con el modelo PERSEO es posible obtener los costos marginales y demandas proyectadas por bloques horarios, permitiendo así la determinación de precios en barra de energía, para el bloque horario de horas de punta y horas fuera de punta, aplicando la ecuación 4.1.

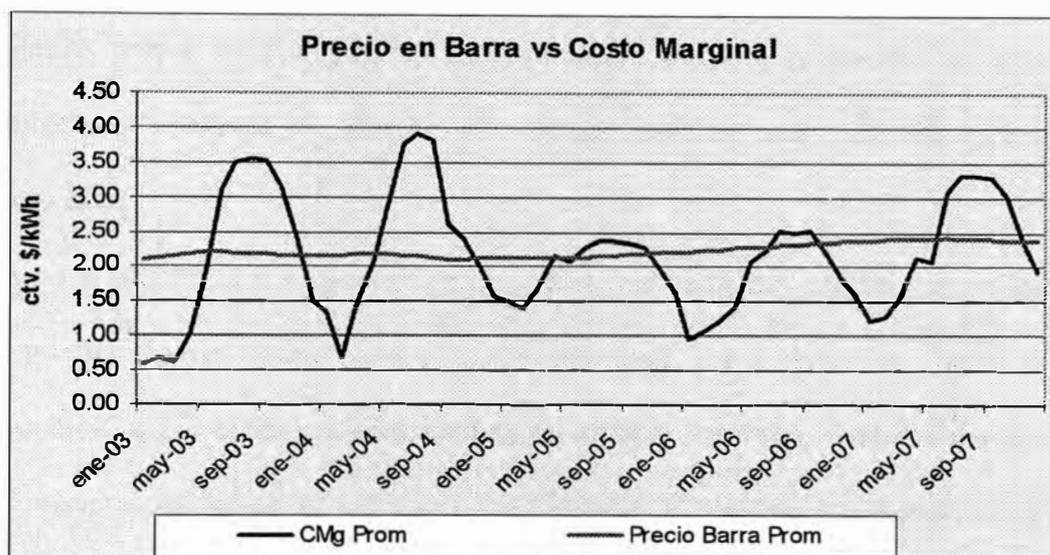


Figura N° 4.1

La Figura 4.1 muestra el comportamiento de los costos marginales y de los precios en barra, ambos en promedios mensuales, notándose que los costos marginales tienen mucha variabilidad, la misma que está determinada por la hidrología, mientras que los precios en barra son más estables. Las curvas corresponden a los resultados de la fijación tarifaria de noviembre de 2003.

De esta forma se determinan los precios de energía, eliminando la incertidumbre de los costos marginales, en cambio los precios de potencia son más estables, y al igual que los costos de transmisión se determinan por las inversiones que se hacen, asegurando su recupero en no menos de 15 años.

4.3. Sistema de precios libres

En las transacciones entre los generadores y los llamados clientes libres, los precios de energía y potencia no están sujetos a regulación como en el caso de los clientes regulados o concesionarios de distribución, para quienes la GART fija precios máximos tanto de potencia como de energía, excepto los costos de transmisión que son fijados por la GART para el aseguramiento de la apertura de los sistemas de transmisión y sistemas de distribución donde pueden estar ubicados clientes del mercado libre.

Aunque los precios a los clientes libres son el resultado del acuerdo entre las partes, estos pueden tomar como base el costo marginal, los precios en barra o definir precios fijos, entre otras posibles formas de tarifas, y para la evaluación sus ventajas por lo general se utiliza la ecuación 4.1 ajustada al periodo de vigencia del posible contrato de suministro.

$$PE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{CMg_i \times DmE_i}{(1+t)^{i/12}} \right)}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{DmE_i}{(1+t)^{i/12}} \right)} \quad (4.2)$$

Donde:

n : Numero de meses del contrato en evaluación

Por otro lado, los generadores toman la precaución de que sus contratos de suministro tengan un mejor rendimiento que sus ventas en el mercado spot, por lo tanto al revisar la ecuación 1.1 se observa que el generador tiene que pagar en el mercado spot la energía que sus clientes retiran en barras del SEIN, por tanto, como regla general los precios que se acuerden, deben permitir a los generadores tener un

saldo favorable con respecto a las compras en el spot. Adecuando la ecuación 1.1 para representar los ingresos totales de la empresa por la venta de energía en el mes, esta quedaría de la siguiente forma:

$$ITE_i = \sum_{j=1}^m (IE_{i,j} \times CMg \times fp_j) + \sum_{k=1}^n (RE_{i,k} \times PE_{i,k}) - \sum_{k=1}^n (RE_{i,k} \times CMg \times fp_k) \quad (4.3a)$$

o

$$ITE_i = \sum_{j=1}^m (IE_{i,j} \times CMg \times fp_j) + \sum_{k=1}^n (RE_{i,k} \times (PE_{i,k} - CMg \times fp_k)) \quad (4.3b)$$

Donde:

$PE_{i,k}$: Precio de energía del suministro k que tiene comprometido el generador i

CAPÍTULO V

SELECCIÓN DE LA CARTERA DE CLIENTES

5.1. Introducción

Las empresas eléctricas, sobre todo las empresas de generación eléctrica, como vimos están expuestas a los diferentes riesgos del mercado eléctrico, los cuales tendrán un efecto económico, ya sea positivo o negativo, dependiendo de la gestión que éstos realicen para cubrirse de los riesgos.

Por otro lado, en preciso considerar que las empresas de generación tienen en el mercado spot un ingreso asegurado que viene a ser la valorización de su producción en los puntos de inyección al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), valorización que se hace a costos marginales de la barra de inyección, lo indicado estaría representado por el primer término de la ecuación 1.1, es decir:

$$VTE_i = \sum_{j=1}^m (IE_{i,j} \times CMg \times fp_j) \quad (5.1)$$

La ecuación 5.1 representa el ingreso mensual de la empresa, pero para nuestro propósito esta ecuación debe ser generalizada para su aplicación en el periodo de evaluación.

$$VTE_i = \sum_{q=1}^n \sum_{j=1}^m (IE_{i,jq} \times CMg_q \times fp_{jq}) \quad (5.2)$$

Donde:

- VTE_i : Ingresos por venta de energía del generador i , en n meses
- $IE_{i,jq}$: Inyección de energía del generador i en la barra j , en el mes q
- CMg_q : Costo marginal de la barra de referencia en el mes q
- fp_{jq} : Factor de penalidad de los costos marginales en la barra j en el mes q
- m : Número total de inyecciones del generador i .
- q : Número total de meses del periodo de evaluación.

Cuando se introduce la variable de tiempo, se introduce también la incertidumbre, con lo cual la empresa no tendrá certeza de sus ingresos futuros, por la venta de su energía en el mercado spot.

Las empresas de generación en su afán de mejorar sus ingresos obtenidos en el mercado spot, están facultados por la Ley de Concesiones Eléctricas a suscribir contratos de suministro con clientes del mercado libre con clientes del mercado regulado, como ya se explicó, los precios para los clientes regulados son definidos por la GART, mientras que los precios para los clientes del mercado libre son de mutuo acuerdo entre las partes.

En este sentido, es posible considerar la presencia de los generadores en los tres mercados: spot, libre y regulado; donde en cada uno de ellos tendrá ingresos con diferentes comportamientos en el tiempo, los que dependerán en el fondo del comportamiento de los costos marginales del sistema.

Las ecuaciones 4.3 muestran la composición de los ingresos mensuales de un generador en un mes dado, esto se puede generalizar para la identificación de los ingresos por cada mercado: spot, libre y regulado; para lo cual hacemos algunas adecuaciones, por ejemplo las inyecciones de energía del generador las podemos representar por una equivalente, donde la variación estará en el factor de penalidad con el que se afecta a los costos marginales.

$$fpe = \frac{\sum_{k=1}^n (IE_k \times fp_k)}{\sum_{k=1}^n (IE_k)} \quad (5.3)$$

Por otro lado los retiros de los clientes del mercado libre y clientes del mercado regulado, los podemos representar por retiros equivalentes, con lo que tendríamos ingresos a precios spot, ingresos a precios libres e ingresos a precios regulados.

$$IVE = IMSpot + IMLibre + IMRegulado \quad (5.4)$$

Donde:

$$IMSpot = w_S \times CMg \times fpe_I \quad (5.5)$$

$$IMLibre = w_L \times (PEL - CMg \times fpe_L) \quad (5.6)$$

$$IMRegulado = w_R \times (PER - CMg \times fpe_R) \quad (5.7)$$

Expresando la ecuación 5.4 en forma extendida tendríamos:

$$IVE = w_S \times CMg \times fpe_I + w_L \times (PEL - CMg \times fpe_L) + w_R \times (PER - CMg \times fpe_R) \quad (5.8)$$

Donde:

w_S, w_L, w_R : Representan los volúmenes de energía que se negocian en el mercado spot (S), mercado libre (L) y mercado regulado (R).

PEL, PER : Precio de energía del mercado libre y del mercado regulado

Tal como se expresa en la ecuación 5.5, w_S representa el volumen total inyectado por la generadora al mercado spot, pero para nuestro propósito requerimos que cada mercado este representado por el volumen de energía con el que participa en los compromisos de la empresa, en ese sentido, redefinimos de manera más precisa las ecuaciones 5.5, 5.6 y 5.7.

$$IMSpot = w_S^* \times CMg \times fpe_I \quad (5.9)$$

$$IMLibre = w_L \times (PEL + CMg \times (fpe_I - fpe_L)) \quad (5.10)$$

$$IMRegulado = w_R \times (PER + CMg \times (fpe_I - fpe_R)) \quad (5.11)$$

Donde:

- fpe_I : Factor de penalidad equivalente de las inyecciones de energía
- fpe_L : Factor de penalidad equivalente de los retiros de energía de clientes del mercado libre
- fpe_R : Factor de penalidad equivalente de los retiros de energía de clientes del mercado regulado

y

$$w_S = w_S^* + w_L + w_R \quad (5.12)$$

5.2. Analogía con los activos financieros

En el Capítulo II se revisó en forma amplia la evaluación del riesgo en el mercado de los activos financieros, en el que se considera los retornos de los activos y la proporción o el peso de cada uno de ellos en la cartera de inversiones.

De forma análoga podemos considerar que los ingresos en el mercado spot, mercado regulado y mercado libre son los retornos de nuestros activos financieros, a fin de

lograr una adecuada selección de los compromisos de la empresa generadora en el mercado spot, mercado libre y mercado regulado.

Sin embargo, en el mercado financiero los retornos de los activos financieros se proyectan mediante técnicas de regresión que utilizan series históricas, las cuales no serán necesarias utilizarlas porque el modelo PERSEO se encarga de estimar los costos marginales de corto plazo esperados para un horizonte de hasta 180 meses.

De las ecuaciones 5.9, 5.10 y 5.11 es posible obtener los rendimientos medios esperados por la venta de energía en cada mercado.

$$\hat{R}_S = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n w_S^* \times CMg_j \times fpe_I \quad (5.13)$$

$$\hat{R}_L = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n w_L \times (PEL_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_L)) \quad (5.14)$$

$$\hat{R}_R = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n w_R \times (PER_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_R)) \quad (5.14)$$

Las variables w_S^* , w_L y w_R se mantienen constantes a través del tiempo, mientras que los precios y los costos marginales si varían en el tiempo, por lo que en las ecuaciones anteriores pueden simplificarse los volúmenes de energía vendida en cada mercado, resultando de esta forma el rendimiento esperado de los precios aplicados en cada mercado.

$$\hat{r}_S = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n CMg_j \times fpe_I \quad (5.15)$$

$$\hat{r}_L = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (PEL_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_L)) \quad (5.16)$$

$$\hat{r}_R = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (PER_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_R)) \quad (5.17)$$

Luego es posible calcular la variación y desviación estándar por cada uno de los rendimientos.

$$Var_S = \sigma_S^2 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (CMg_j \times fpe_I - \hat{r}_S)^2 \quad (5.18)$$

$$Var_L = \sigma_L^2 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (PEL_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_L) - \hat{r}_L)^2 \quad (5.19)$$

$$Var_R = \sigma_R^2 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (PER_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_R) - \hat{r}_R)^2 \quad (5.20)$$

Con estas ecuaciones es posible determinar las desviaciones estándar de cada precio, para lo cual solo extraemos la raíz cuadrada a cada ecuación.

$$\sigma_S = \sqrt{\sigma_S^2} \quad (5.21)$$

$$\sigma_L = \sqrt{\sigma_L^2} \quad (5.22)$$

$$\sigma_R = \sqrt{\sigma_R^2} \quad (5.23)$$

Con estas ecuaciones se logra conocer el riesgo o comportamiento individual de los precios en cada mercado, pero el interés está en conocer el riesgo de participar con compromisos en cada uno de los mercados y también el volumen de energía que debe comprometerse en cada mercado, para este propósito es importante calcular la varianza del portafolio de precios, en el que si es importante determinar cuál es el volumen de energía a vender en cada mercado.

Aplicando la ecuación 2.9 es posible determinar la varianza conjunta de los precios de venta en evaluación.

$$\begin{aligned} \sigma_P^2 = & \omega_S^2 \times \sigma_S^2 + \omega_L^2 \times \sigma_L^2 + \omega_R^2 \times \sigma_R^2 + 2 \times \omega_S \times \omega_L \times \sigma_{SL} + 2 \times \omega_S \times \omega_R \times \sigma_{SR} \\ & + 2 \times \omega_R \times \omega_L \times \sigma_{RL} \end{aligned} \quad (5.24)$$

Donde las covarianzas están dadas por las siguientes expresiones:

$$\sigma_{SL} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (CMg_j \times fpe_I - r_S) \times (PEL_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_L) - r_L) \quad (5.25)$$

$$\sigma_{SR} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (CMg_j \times fpe_I - r_S) \times (PER_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_R) - r_R) \quad (5.26)$$

$$\sigma_{LR} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (PEL_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_L) - r_L) \times (PER_j + CMg_j \times (fpe_I - fpe_R) - r_R) \quad (5.27)$$

Una vez definido la evaluación del riesgo de precios en el mercado eléctrico, aplicando las ecuaciones 2.11 y 2.12 se pueden determinar los volúmenes de energía comprometidos en cada mercado, para un riesgo dado, o en su defecto definir los volúmenes de energía comprometidos en cada mercado para el mínimo riesgo.

El siguiente paso en este análisis consiste en determinar el precio mínimo de venta de energía para el compromiso con los clientes del mercado libre, para este propósito se aplica la ecuación 4.2 para el periodo de evaluación del contrato con el cliente libre.

5.3. Aplicación

La aplicación que se le da a la teoría de evaluación del riesgo y a la teoría de portafolios en el presente informe, está orientado a la búsqueda de lo que se llamaría el mix óptimo de ventas de una empresa de generación, donde se combine en forma adecuada sus compromisos de energía en el mercado de clientes libres, en el mercado de clientes regulados y sus excedentes quedarán a la venta en el mercado spot.

En vista a que los compromisos de venta de energía son casi constantes mes a mes, para la evaluación se ha considerado una producción constante, también mes a mes, el mismo que resulta de promediar la producción de 12 meses.

Para el ejemplo de aplicación se ha considerado a la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., cuya producción anual esta por los 740 GWh, y su barra de inyección al SEIN es la barra Azángaro 138 kV, ubicada geográficamente en el Departamento de Puno. Asumiremos para efectos del estudio, un compromiso con clientes libres en la barra de Lima y otro con clientes regulados en la barra Puno.

Los costos marginales proyectados, corresponde a los resultados entregados por el modelo PERSEO para la fijación tarifaria de noviembre de 2003, como indicamos en su momento el modelo entrega los costos marginales en cada barra y también los precios en barra, la información relacionada al estudio se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 5.1

COSTOS MARGINALES - US\$/MWH					
68 Azangaro 138kV					
AÑO	MES	ETP	BLOQUE 001	BLOQUE 002	BLOQUE 003
2003	ENE	1	18.20	3.65	2.84
2003	FEB	2	18.74	4.71	3.30
2003	MAR	3	20.63	3.22	2.30
2003	ABR	4	37.82	4.80	4.45
2003	MAY	5	25.25	17.67	17.78
2003	JUN	6	31.11	30.91	30.94
2003	JUL	7	37.01	35.00	33.59
2003	AGO	8	36.30	35.88	35.07
2003	SET	9	35.30	35.39	35.31
2003	OCT	10	34.04	30.77	30.84
2003	NOV	11	28.44	23.18	22.81
2003	DIC	12	22.14	14.04	12.95
2004	ENE	13	42.52	7.23	6.17
2004	FEB	14	15.01	6.05	3.70
2004	MAR	15	37.24	14.40	4.92
2004	ABR	16	56.76	14.95	10.36
2004	MAY	17	42.16	25.93	26.06
2004	JUN	18	39.04	37.31	37.11
2004	JUL	19	46.01	37.61	37.02
2004	AGO	20	40.06	37.86	37.30
2004	SET	21	26.19	26.13	26.27
2004	OCT	22	24.54	23.93	24.05
2004	NOV	23	22.13	19.82	19.67
2004	DIC	24	19.85	15.55	13.75
2005	ENE	25	21.40	15.03	12.28
2005	FEB	26	19.68	16.05	8.82
2005	MAR	27	27.89	19.60	9.04
2005	ABR	28	46.62	18.40	13.47
2005	MAY	29	21.94	20.59	20.52
2005	JUN	30	22.36	22.63	22.93
2005	JUL	31	24.14	23.45	23.62
2005	AGO	32	23.63	23.59	23.71
2005	SET	33	23.35	23.44	23.14
2005	OCT	34	22.98	22.79	22.86
2005	NOV	35	21.64	19.38	18.97
2005	DIC	36	20.46	15.84	14.19
2006	ENE	37	16.93	8.75	6.41
2006	FEB	38	16.52	13.82	4.15
2006	MAR	39	20.26	14.40	5.25
2006	ABR	40	20.04	14.88	10.81
2006	MAY	41	23.54	20.00	20.19
2006	JUN	42	22.38	22.35	22.82
2006	JUL	43	26.37	24.74	24.87
2006	AGO	44	24.34	24.78	24.87
2006	SET	45	25.68	25.19	24.66
2006	OCT	46	22.84	21.93	22.01
2006	NOV	47	19.49	18.25	18.06
2006	DIC	48	17.76	16.17	14.47
2007	ENE	49	16.40	12.50	9.19
2007	FEB	50	19.62	14.44	7.55
2007	MAR	51	25.46	15.25	11.03
2007	ABR	52	43.22	17.96	15.19
2007	MAY	53	23.32	19.96	20.09
2007	JUN	54	30.81	30.50	30.77
2007	JUL	55	35.31	32.40	32.73
2007	AGO	56	33.46	32.96	32.86
2007	SET	57	32.88	33.04	32.35
2007	OCT	58	31.61	29.89	30.22
2007	NOV	59	25.85	23.54	23.48
2007	DIC	60	21.97	18.81	18.57

Tabla 5.2

DEMANDA DE ENERGIA - GWH					
68 Azangaro 138kV					
ANO	MES	ETP	BLOQUE 001	BLOQUE 002	BLOQUE 003
2003	ENE	1	1.72	4.07	3.43
2003	FEB	2	1.48	3.52	2.99
2003	MAR	3	1.53	3.51	3.05
2003	ABR	4	1.39	3.56	3.00
2003	MAY	5	1.53	3.57	2.99
2003	JUN	6	1.47	3.58	3.08
2003	JUL	7	1.54	3.69	3.12
2003	AGO	8	1.55	3.72	3.12
2003	SET	9	1.48	3.56	3.03
2003	OCT	10	1.60	3.87	3.28
2003	NOV	11	1.44	3.53	2.99
2003	DIC	12	1.33	3.59	2.94
2004	ENE	13	1.91	4.53	3.82
2004	FEB	14	1.64	3.91	3.33
2004	MAR	15	1.70	3.90	3.39
2004	ABR	16	1.55	3.95	3.33
2004	MAY	17	1.70	3.96	3.32
2004	JUN	18	1.63	3.98	3.42
2004	JUL	19	1.71	4.10	3.46
2004	AGO	20	1.72	4.13	3.47
2004	SET	21	1.64	3.95	3.36
2004	OCT	22	1.77	4.30	3.65
2004	NOV	23	1.60	3.92	3.32
2004	DIC	24	1.47	3.99	3.26
2005	ENE	25	2.06	4.89	4.12
2005	FEB	26	1.77	4.22	3.59
2005	MAR	27	1.83	4.21	3.66
2005	ABR	28	1.67	4.26	3.60
2005	MAY	29	1.83	4.28	3.59
2005	JUN	30	1.76	4.30	3.70
2005	JUL	31	1.84	4.43	3.74
2005	AGO	32	1.85	4.46	3.75
2005	SET	33	1.77	4.27	3.63
2005	OCT	34	1.91	4.64	3.94
2005	NOV	35	1.72	4.23	3.59
2005	DIC	36	1.58	4.31	3.52
2006	ENE	37	2.19	5.21	4.40
2006	FEB	38	1.88	4.49	3.83
2006	MAR	39	1.95	4.48	3.91
2006	ABR	40	1.78	4.54	3.84
2006	MAY	41	1.95	4.56	3.83
2006	JUN	42	1.87	4.58	3.94
2006	JUL	43	1.96	4.72	3.99
2006	AGO	44	1.97	4.76	4.00
2006	SET	45	1.88	4.55	3.87
2006	OCT	46	2.04	4.95	4.21
2006	NOV	47	1.84	4.51	3.82
2006	DIC	48	1.69	4.59	3.76
2007	ENE	49	2.22	5.28	4.45
2007	FEB	50	1.91	4.55	3.88
2007	MAR	51	1.98	4.54	3.95
2007	ABR	52	1.80	4.60	3.89
2007	MAY	53	1.98	4.62	3.87
2007	JUN	54	1.90	4.64	3.99
2007	JUL	55	1.99	4.78	4.04
2007	AGO	56	2.00	4.82	4.05
2007	SET	57	1.91	4.61	3.92
2007	OCT	58	2.07	5.01	4.26
2007	NOV	59	1.86	4.57	3.87
2007	DIC	60	1.71	4.65	3.80

Como se puede apreciar en las tablas 5.1 y 5.2, tanto los costos marginales como la demanda de energía son mostrados, por el modelo PERSEO, en tres bloques horarios de demanda (punta, media y base)

Para nuestro análisis requerimos el costo marginal promedio del mes, esto se puede conseguir hallando el promedio ponderado del costo marginal, para lo cual es necesario la demanda de energía.

$$CMg_{-prm} = \frac{CMgB01 \times DemB01 + CMgB02 \times DemB02 + CMgB03 \times DemB03}{DemB01 + DemB02 + DemB03} \quad (5.28)$$

Utilizando la ecuación 5.28 en las barras del estudio tendremos los costos marginales promedios mensuales, necesarios para nuestra evaluación, los cuales se muestran en la Tabla 5.3.

Los precios en barra son presentados en dos bloques horarios y en promedio total, para el estudio se muestra en la Tabla 5.4 los costos marginales actualizados de barra, correspondientes a la barra Puno 138, estos vienen a ser los precios en barra de energía.

Tabla 5.3

COSTOS MARGINALES PROMEDIO - US\$/MWH

AÑO	MES	ETP	Azángaro	Puno	Lima
2003	ENE	1	6.06	8.23	7.50
2003	FEB	2	6.78	9.12	8.33
2003	MAR	3	6.17	8.99	7.62
2003	ABR	4	10.46	14.89	13.23
2003	MAY	5	19.14	21.09	21.66
2003	JUN	6	30.96	32.10	34.31
2003	JUL	7	34.85	36.42	38.97
2003	AGO	8	35.66	36.85	39.60
2003	SET	9	35.34	36.50	39.13
2003	OCT	10	31.39	33.23	35.30
2003	NOV	11	23.99	26.06	27.20
2003	DIC	12	15.00	16.97	17.41
2004	ENE	13	13.40	18.34	16.76
2004	FEB	14	6.83	8.62	8.12
2004	MAR	15	15.13	19.76	18.13
2004	ABR	16	20.54	26.86	25.10
2004	MAY	17	29.05	32.39	33.07
2004	JUN	18	37.55	38.92	41.69
2004	JUL	19	38.94	41.36	43.94
2004	AGO	20	38.06	39.94	42.82
2004	SET	21	26.19	26.90	28.00
2004	OCT	22	24.09	25.00	25.98
2004	NOV	23	20.18	21.55	22.41
2004	DIC	24	15.60	17.14	17.65
2005	ENE	25	15.19	16.44	16.05
2005	FEB	26	14.01	15.90	16.16
2005	MAR	27	17.18	20.23	19.48
2005	ABR	28	21.48	26.32	24.86
2005	MAY	29	20.82	21.96	22.74
2005	JUN	30	22.70	23.24	24.50
2005	JUL	31	23.64	24.39	25.22
2005	AGO	32	23.64	24.35	25.21
2005	SET	33	23.31	24.02	25.26
2005	OCT	34	22.85	23.69	24.60
2005	NOV	35	19.64	20.97	21.75
2005	DIC	36	16.00	17.57	18.16
2006	ENE	37	9.40	11.06	11.33
2006	FEB	38	10.69	12.49	13.28
2006	MAR	39	12.05	14.28	13.80
2006	ABR	40	14.25	15.97	16.18
2006	MAY	41	20.74	22.08	23.10
2006	JUN	42	22.54	23.03	24.21
2006	JUL	43	25.09	26.08	26.55
2006	AGO	44	24.73	25.37	26.31
2006	SET	45	25.08	26.09	27.21
2006	OCT	46	22.13	23.02	23.77
2006	NOV	47	18.40	19.50	20.06
2006	DIC	48	15.80	16.98	17.38
2007	ENE	49	11.99	13.37	14.10
2007	FEB	50	12.81	14.80	14.59
2007	MAR	51	15.58	17.96	17.35
2007	ABR	52	21.34	25.55	31.91
2007	MAY	53	20.65	21.96	22.73
2007	JUN	54	30.66	31.40	32.98
2007	JUL	55	33.06	34.37	35.83
2007	AGO	56	33.01	34.19	35.56
2007	SET	57	32.75	34.22	35.95
2007	OCT	58	30.33	31.59	33.12
2007	NOV	59	23.94	25.45	26.44
2007	DIC	60	19.25	20.66	21.39

Tabla 5.4

COSTOS MARGINALES ACTUALIZADOS DE BARRA - US\$/MWH
82 Puno 138kV

ANO	MES	ETP	PUNTA	FUERA PUNTA	TOTAL
2003	ENE	1	28.93	20.23	21.97
2003	FEB	2	28.96	20.49	22.18
2003	MAR	3	29.03	20.71	22.38
2003	ABR	4	29.17	21.03	22.66
2003	MAY	5	29.19	21.37	22.94
2003	JUN	6	29.16	21.43	22.98
2003	JUL	7	29.12	21.35	22.91
2003	AGO	8	29.02	21.22	22.78
2003	SET	9	28.91	21.07	22.64
2003	OCT	10	28.82	20.93	22.51
2003	NOV	11	28.71	20.83	22.41
2003	DIC	12	28.65	20.81	22.39
2004	ENE	13	28.68	20.95	22.50
2004	FEB	14	28.07	21.13	22.53
2004	MAR	15	28.24	21.35	22.73
2004	ABR	16	27.92	21.49	22.78
2004	MAY	17	27.47	21.61	22.79
2004	JUN	18	26.98	21.46	22.57
2004	JUL	19	26.72	21.22	22.33
2004	AGO	20	26.37	21.01	22.08
2004	SET	21	26.13	20.78	21.86
2004	OCT	22	26.25	20.86	21.94
2004	NOV	23	26.38	20.94	22.04
2004	DIC	24	26.47	21.01	22.11
2005	ENE	25	26.55	21.12	22.21
2005	FEB	26	26.51	21.14	22.22
2005	MAR	27	26.55	21.17	22.25
2005	ABR	28	26.47	21.18	22.24
2005	MAY	29	26.25	21.22	22.23
2005	JUN	30	26.30	21.21	22.23
2005	JUL	31	26.47	21.32	22.35
2005	AGO	32	26.69	21.45	22.50
2005	SET	33	26.88	21.59	22.65
2005	OCT	34	27.07	21.74	22.81
2005	NOV	35	27.25	21.86	22.94
2005	DIC	36	27.36	21.94	23.03
2006	ENE	37	27.43	22.06	23.14
2006	FEB	38	27.51	22.24	23.30
2006	MAR	39	27.64	22.36	23.42
2006	ABR	40	27.79	22.51	23.58
2006	MAY	41	28.22	22.65	23.77
2006	JUN	42	28.25	22.67	23.79
2006	JUL	43	28.44	22.80	23.93
2006	AGO	44	28.60	22.91	24.05
2006	SET	45	28.79	23.03	24.19
2006	OCT	46	28.93	23.14	24.30
2006	NOV	47	29.14	23.28	24.46
2006	DIC	48	29.32	23.41	24.60
2007	ENE	49	29.48	23.53	24.73
2007	FEB	50	29.60	23.65	24.84
2007	MAR	51	29.68	23.75	24.94
2007	ABR	52	29.71	23.84	25.02
2007	MAY	53	29.57	23.90	25.04
2007	JUN	54	29.62	23.93	25.08
2007	JUL	55	29.60	23.86	25.02
2007	AGO	56	29.53	23.77	24.93
2007	SET	57	29.48	23.68	24.84
2007	OCT	58	29.44	23.58	24.76
2007	NOV	59	29.40	23.51	24.69
2007	DIC	60	29.42	23.50	24.69

Con los datos mostrados en las tablas 5.3 y 5.4 determinamos los rendimientos medios de los posibles compromisos (US\$ / MWh) con clientes libres, clientes regulados y la venta en el mercado spot, utilizando las ecuaciones 5.15, 5.16 y 5.17.

Para esto es necesario definir un precio de venta al cliente libre, el cual estimamos en 20,00 US\$/MWh y lo mantenemos fijo a través del tiempo, como una forma de evaluar el riesgo en contratos con clientes libres.

La siguiente Tabla 5.5 muestra los rendimientos unitarios que se tendría por la venta de energía en cada mercado (spot, libre y regulado)

Tabla 5.5

RENDIMIENTO MEDIO - US\$/MWh

AÑO	MES	ETP	Spot	Libre	Regulado
2003	ENE	1	6.06	18.56	19.80
2003	FEB	2	6.78	18.45	19.84
2003	MAR	3	6.17	18.54	19.56
2003	ABR	4	10.46	17.23	18.23
2003	MAY	5	19.14	17.48	20.99
2003	JUN	6	30.96	16.65	21.84
2003	JUL	7	34.85	15.87	21.34
2003	AGO	8	35.66	16.06	21.59
2003	SET	9	35.34	16.21	21.48
2003	OCT	10	31.39	16.09	20.67
2003	NOV	11	23.99	16.79	20.34
2003	DIC	12	15.00	17.59	20.41
2004	ENE	13	13.40	16.64	17.56
2004	FEB	14	6.83	18.71	20.73
2004	MAR	15	15.13	17.00	18.11
2004	ABR	16	20.54	15.43	16.45
2004	MAY	17	29.05	15.98	19.45
2004	JUN	18	37.55	15.85	21.19
2004	JUL	19	38.94	14.99	19.90
2004	AGO	20	38.06	15.24	20.21
2004	SET	21	26.19	18.19	21.15
2004	OCT	22	24.09	18.11	21.03
2004	NOV	23	20.18	17.78	20.67
2004	DIC	24	15.60	17.95	20.57
2005	ENE	25	15.19	19.14	20.96
2005	FEB	26	14.01	17.85	20.33
2005	MAR	27	17.18	17.70	19.20
2005	ABR	28	21.48	16.62	17.40
2005	MAY	29	20.82	18.08	21.09
2005	JUN	30	22.70	18.20	21.68
2005	JUL	31	23.64	18.42	21.60
2005	AGO	32	23.64	18.43	21.79
2005	SET	33	23.31	18.05	21.94
2005	OCT	34	22.85	18.26	21.97
2005	NOV	35	19.64	17.89	21.61
2005	DIC	36	16.00	17.85	21.46
2006	ENE	37	9.40	18.07	21.48
2006	FEB	38	10.69	17.41	21.50
2006	MAR	39	12.05	18.25	21.19
2006	ABR	40	14.25	18.07	21.85
2006	MAY	41	20.74	17.64	22.43
2006	JUN	42	22.54	18.32	23.29
2006	JUL	43	25.09	18.53	22.94
2006	AGO	44	24.73	18.43	23.41
2006	SET	45	25.08	17.88	23.18
2006	OCT	46	22.13	18.36	23.40
2006	NOV	47	18.40	18.34	23.36
2006	DIC	48	15.80	18.42	23.42
2007	ENE	49	11.99	17.89	23.35
2007	FEB	50	12.81	18.22	22.86
2007	MAR	51	15.58	18.23	22.56
2007	ABR	52	21.34	9.42	20.81
2007	MAY	53	20.65	17.92	23.73
2007	JUN	54	30.66	17.68	24.33
2007	JUL	55	33.06	17.24	23.71
2007	AGO	56	33.01	17.45	23.76
2007	SET	57	32.75	16.80	23.37
2007	OCT	58	30.33	17.20	23.49
2007	NOV	59	23.94	17.50	23.18
2007	DIC	60	19.25	17.86	23.28

Con los rendimientos medios por cada mercado, podemos evaluar los respectivos riesgos asociados a cada uno de ellos, así como los rendimientos esperados, los cuales se muestran en la Tabla 5.6 y están expresado en US\$/MWh

Tabla 5.6

	Spot A	Libre B	Regulado C
Rendimiento Esperado	\hat{p}_s	\hat{p}_L	\hat{p}_R
	21,47	17,42	21,40
Desviación Estándar	σ_s	σ_L	σ_R
	8,56	1,41	1,74

De la tabla anterior se puede observar que el mercado spot, pese a tener un rendimiento esperado casi equivalente al mercado regulado, tiene un alto riesgo, que viene a ser una alta desviación respecto de la media de la serie de rendimientos medios mensuales mostrados en la Tabla 5.5. También se puede ver que el rendimiento en el mercado libre es menor, pero el riesgo es también menor que los otros mercados, siempre que se asuma que el precio del mercado libre sea fijo en el tiempo.

Los compromisos con clientes en el mercado libre y en el mercado regulado, tienen un menor riesgo, en el primer caso porque asumimos un precio fijo, en el segundo se trata de un precio ya estabilizado de acuerdo a lo que dispone la Ley de Concesiones Eléctricas.

Sin embargo nuestro propósito es calcular el riesgo óptimo, mínimo riesgo, de forma tal que el modelo nos entregue los compromisos de energía en cada uno de los mercados, que nos permita obtener dicho riesgo, para ello es necesario, calcular las

covarianzas entre los rendimientos de los diferentes mercados, agrupados de a dos y aplicando las ecuaciones 5.25, 5.26 y 5.27.

Para facilitar los cálculos, los compromisos de energía serán expresados en porcentajes, del promedio de producción de energía mensual de la Empresa.

Tabla 5.7

Covarianzas	σ_{SL}	σ_{SR}	σ_{LR}
	-5,0472	3,7774	0,6895
Compromisos de Energía	w_s	w_L	w_R
	0,5	0,3	0,2

Con los resúmenes mostrados en las tablas 5.6 y 5.7, se calcula el riesgo del portafolio aplicando la ecuación 5.24, obteniendo el siguiente resultado:

$$\sigma_P = \sqrt{\sigma_P^2} = 4,23$$

y un rendimiento esperado del portafolio:

$$r_P = 20,24$$

Para determinar el mínimo riesgo de la cartera, utilizamos la ecuación 2.12, que nos permitirá obtener también los volúmenes de energía a comprometer en cada mercado, para resolver este sencillo problema de optimización empleamos la función SOLVER del Excel. Los resultados obtenidos son los siguientes:

$$\sigma_P = \sqrt{\sigma_P^2} = 1,15$$

$$w_S = 0,0597$$

$$w_L = 0,7478$$

$$w_R = 0,1925$$

$$r_p = 18,43$$

En la figura 5.1 se puede ver graficado el espacio de la composición de los compromisos de la empresa en los mercados spot, libre y regulado, cuya representación es posible por la generación aleatoria de los compromisos de la empresa en los tres mercados.

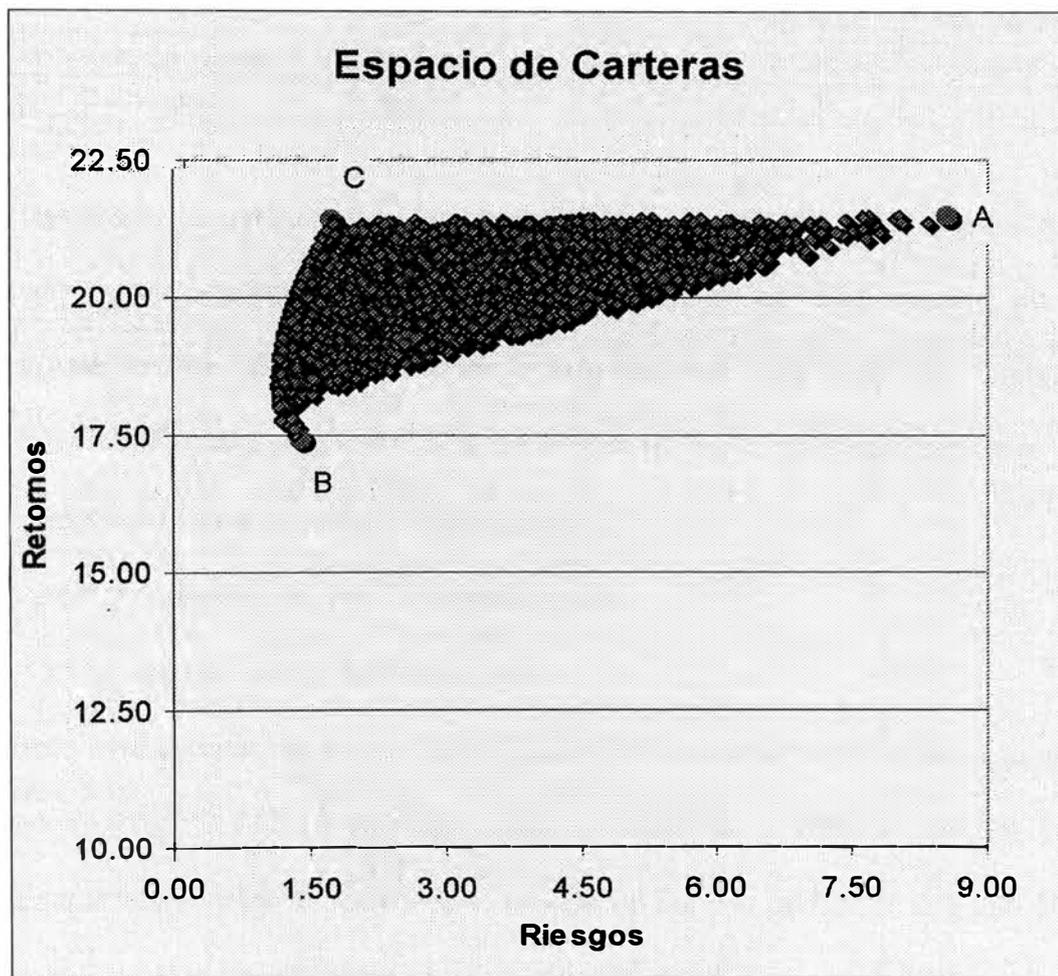


Figura 5.1

En la figura es posible notar que con la adecuada combinación de los compromisos en los tres mercados, es posible reducir el riesgo que se tiene por cada mercado en forma individual, estos vendrían a ser todos los puntos del gráfico a la izquierda del

punto B, que es la representación del retorno del mercado libre y su respectivo riesgo, lo mismo se tiene para el mercado spot, punto A, y el mercado regulado, punto C, la Tabla 5.7 muestra un resumen de lo indicado.

Tabla 5.7

RESUMEN DE RENDIMIENTO Y RIESGO

	Spot	Libre	Regulado	Mix Ventas
Rendimiento Esperado	21.47	17.42	21.40	18.43
Riesgo (Desviación)	8.56	1.41	1.74	1.15

Para completar la aplicación se debe indicar que el riesgo óptimo para el caso analizado es menor a los que se asumiría individualmente en cada mercado, por tanto el compromiso que debería de asumir la empresa con cada mercado, teniendo en cuenta que el promedio de producción mensual es de 61,7 GWh, es el siguiente:

- Mercado Libre con 46.1 GWh al mes
- Mercado Regulado con 11.9 GWh al mes
- Mercado Spot con 3.7 GWh al mes

El retorno medio esperado es de 18,43 US\$/MWh, lo que equivale a tener un ingreso mensual de US\$ 1 137 131,00 con una desviación de \pm US\$ 70 955,00, lo que significa que en el mejor de los casos se tendría un ingreso de US\$ 1 208 086,00 y en el peor de los casos un ingreso de US\$ 1 066 176,00. Si lo comparamos con la venta total de energía en el mercado spot, claro que habría un mejor rendimiento pero con un mayor riesgo, lo que se muestra en la Tabla 5.6 traducido en dinero sería que por la venta de energía se tendría US\$ 1 324 699, pero como el riesgo es alto, en el mejor

de los casos se podría ganar US\$ 1 852 851,00 mientras que en el peor de los casos los ingresos podrían ser US\$ 796 547,00.

En la Tabla 5.8 se muestra un resumen de los ingresos esperados por cada mercado y la composición óptima de las ventas para minimizar la exposición al riesgo de la empresa generadora.

Tabla 5.8
RESUMEN DE INGRESOS

	Spot	Libre	Regulado	Mix Ventas
Esperado (US\$)	1 324 530.96	1 074 612.98	1 320 439.11	1 137 131.00
Máximo (US\$)	1 852 573.65	1 161 725.79	1 427 665.03	1 208 086.00
Mínimo (US\$)	796 488.27	987 500.17	1 213 213.19	1 066 176.00

Al ver los resultados podemos deducir que el mercado regulado es el de mejor rendimiento, incluso con riesgo y todo, sin embargo debemos considerar que hay restricciones, para el caso de la aplicación para la venta de energía en la barra de Puno, no es posible vender más de 10 a 12 GWh de energía mensuales, y otro asunto es la determinación del precio básico para el mercado libre en la barra de suministro, para efectos de la aplicación asumimos un precio sin ninguna evaluación, por lo que el siguiente paso es la determinación del precio del mercado libre, que consisten en aplicar la ecuación 4.2, que como ya dijimos no es más que una forma de estabilizar los costos marginales del mercado eléctrico.

De la Tabla 5.3 tenemos los costos marginales de la barra de los clientes libres, para este caso escogimos la barra Lima, y con el volumen de energía que resulta de la aplicación del modelo para el compromiso en el mercado libre tendremos el precio mínimo, bajo la premisa de las transacciones en el mercado spot por la inyección y el retiro de energía no signifiquen ganancia o pérdida alguna para la empresa.

En ese sentido, analizamos el precio para 48 meses a partir de enero de 2004, y el resultado es que para la venta de energía en el mercado libre y en la barra Lima, el precio mínimo de venta de energía es US\$/MWh 23,97, obviamente sobre este precio habrá algunos puntos porcentuales adicionales que garanticen que el generador mejore sus ingresos. Con este resultado, las tablas 5.7 y 5.8 tendrían cambios significativos que se muestran a continuación en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9

RESUMEN DE RENDIMIENTO Y RIESGO

	Spot	Libre	Regulado	Mix Ventas
Rendimiento Esperado	21.47	21.39	21.40	21.39
Riesgo (Desviación)	8.56	1.41	1.74	1.15

RESUMEN DE INGRESOS

	Spot	Libre	Regulado	Mix Ventas
Esperado (US\$)	1 324 530.96	1 319 561.98	1 320 439.11	1 319 763.00
Máximo (US\$)	1 852 573.65	1 406 674.79	1 427 665.03	1 390 718.00
Mínimo (US\$)	796 488.27	1 232 449.17	1 213 213.19	1 248 808.00

CONCLUSIONES

1. El mercado eléctrico nacional tiene tratamiento en el que se ha buscado propiciar la competencia en la única actividad donde es posible este incentivo, la actividad de generación.
2. La variabilidad de los precios del mercado eléctrico nacional está ligada por lo general a la estacionalidad de las lluvias y a eventos fortuitos no controlables que afectan a los precios spot de la energía, más conocidos como los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, con los que se definen las transacciones comerciales entre las empresas de generación. La variabilidad de los precios spot es sinónimo de riesgo, por lo que es importante para toda empresa de generación eléctrica la minimización del impacto económico que pudiera causar.
3. La Ley de Concesiones Eléctricas obliga al generador a estar siempre presente en el mercado spot, pero a la vez lo faculta a comercializar su energía en grandes volúmenes con clientes en el mercado regulado y en el mercado libre, en el primer caso a precios regulados y en el segundo a precios acordados entre el generador y el cliente.

4. El desarrollo de la Teoría Financiera en los últimos tiempos, ha permitido evaluar el riesgo de forma amplia y también ha logrado encontrar métodos para la minimización de los riesgos a los que se exponen los inversionistas en el mercado de activos financieros.

5. Es posible, como ya se demostró, la aplicación de la teoría de evaluación de riesgos en el mercado eléctrico, para dicha evaluación los ingresos tienen que ser expresados en forma adecuada, a fin de facilitar la evaluación. Es posible que cada contrato de suministro sea considerado como un activo financiero, donde es importante determinar el ingreso neto por cada contrato de suministro, a esto se debe adicionar la venta en el mercado spot como un activo adicional. Los precios medios de estos compromisos representan los retornos de los activos financieros, mientras que para el caso del mercado spot, es el costo marginal el que representa el retorno de dicho activo.

6. La aplicación de la Teoría de Portafolios de Markowitz, permite a una empresa de generación eléctrica, la selección óptima de una cartera de clientes a fin de permitirle a esta minimizar su exposición al riesgo y permitirle el aseguramiento de un ingreso. Sin embargo, se debe tener en cuenta que todo este análisis es posible con los resultados del modelo PERSEO, que facilita la estimación de los costos marginales esperados de corto plazo, lo cual sería casi imposible con los métodos de regresión de series históricas que normalmente se suelen utilizar para la estimación de los retornos o rentabilidades de los activos financieros.

7. La búsqueda de competitividad de una empresa de generación, no esta solo en asegurar la mayor producción de energía en sus unidades de generación, si no más

bien en hacerlas más rentables con menores riesgos en su actuación en el mercado eléctrico.

8. Los precios tanto del mercado regulado como del mercado libre, están relacionados con los costos marginales del sistema, por ello los retornos o los ingresos en promedio podrán ser muy parecidos, pero la diferencia con los precios del mercado spot está en los niveles de riesgo a los que se exponen, por ello la mejor forma de reducir los riesgos es apostar por la diversificación, según la teoría financiera debemos invertir en diversos activos financieros, mientras que para efectos del mercado eléctrico debemos compartir nuestras ventas en el mercado spot, mercado libre y mercado regulado.

RECOMENDACIONES

1. El estudio propone la evaluación del riesgo a partir de los costos marginales en el SEIN. Sin embargo, por ahora solo se dispone del Modelo PERSEO, cuya formulación de la solución esta basada en el método de programación lineal, que al entender de muchos expertos no permite la solución optima del sistema en el tiempo, motivo por el cual se recomienda revisar la formulación de la ecuación de solución del Modelo PERSEO.
2. Por otro lado, el tratamiento que hace el Modelo PERSEO de la serie hidrológica, no permite simular situaciones de años hidrológicos secos, porque en la formación de la serie sintética de la hidrología considera el promedio de 4 años hidrológicos. Este criterio adoptado no permite una adecuada simulación porque no considera el ciclo de la presencia de años hidrológicos secos, por lo que se recomienda revisar el tratamiento de la serie hidrológica a través del Método de Montecarlo u otros en los que se puedan simular la ocurrencia de años hidrológicos secos.

3. Los factores de penalidad que entrega el modelo PERSEO, por lo general no son concordantes con los factores de penalidad utilizados para la determinación de los costos marginales reales en las diversas barras del SEIN, por lo que se recomienda que se consideren los factores de penalidad utilizados para las transferencias de energía que mensualmente se calculan en el COES.
4. Si bien la adecuación de la teoría financiera fue formulada para la determinación de la participación de una empresa de generación en el mercado libre, regulado y spot, también es posible utilizar la misma metodología para la selección de la cartera de clientes de la empresa, para ello será necesario determinar la rentabilidad de cada cliente del portafolio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas Hernando, 1992.
2. Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, 1993.
3. Procedimiento N° 15 - VALORIZACIÓN DE TRANFERENCIAS DE ENERGÍA REACTIVA ENTRE INTEGRANTES DEL COES
4. Procedimiento N° 30 - VALORIZACIÓN DE TRANFERENCIAS DE POTENCIA.
5. Olman Alfaro Alvarez, “Implicaciones del Análisis de la Media – Varianza para el Mercado de Valores Costarricense”, Comisión Nacional de Valores, 1994.
6. D. Plá-SantaMaría, “SELECCIONANDO CARTERAS EFICIENTES DE UTILIDAD ÓPTIMA CON VALORES IBEX 35”, Departamento de Economía y Ciencias Sociales, 03801 Alcoy, España
7. “Teoría del Portafolio”, Universidad del Cema – Argentina

8. Ing. Jesús M. Velásquez Bermúdez, “PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA DE RIESGOS FINANCIEROS”, DOCUMENTO DE TRABAJO - CITAD-DT-002-2003, Colombia
9. Ing. Jesús M. Velásquez Bermúdez, “PLANIFICACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS EN LA INDUSTRIA DE SEGUROS”, DOCUMENTO DE TRABAJO - CITAD-DT-007-003, Colombia.
10. Christian Andrew Jonson, “METODOS DE EVALUACION DEL RIESGO PARA PORTAFOLIOS DE INVERSIÓN”, Documentos de Trabajo N° 67 - Banco Central de Chile, Marzo de 2000.