

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**NIVEL ÓPTIMO DE CONTRATACIÓN DE UNA CENTRAL  
TÉRMICA A GAS NATURAL**

**INFORME DE SUFICIENCIA  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:  
FREDDY SILVERIO DÍAZ MEJÍA**

**PROMOCIÓN  
2005-I**

**LIMA-PERÚ  
2010**

**NIVEL ÓPTIMO DE CONTRATACIÓN DE UNA CENTRAL  
TÉRMICA A GAS NATURAL**

Dedico este trabajo a mis padres Atilano y Mary Nancy,  
y a las personas, que en todo momento  
me brindaron su apoyo.

## SUMARIO

El presente informe expone una metodología detallada para la determinación del Nivel Óptimo de Contratación (NOC) de un generador térmico a gas natural, que minimice el riesgo producido por la aleatoriedad hidrológica en el beneficio económico.

Es sumamente importante que las empresas de generación eléctrica tomen las medidas necesarias para que el beneficio económico esperado esté expuesto a la menor pérdida posible, y así poder cubrir sus costos fijos y variables. Existen factores de riesgo en el mercado eléctrico peruano que producen volatilidad en el precio spot, siendo uno de los más relevantes la aleatoriedad hidrológica, ya que la característica hidrológica que se presente en un año tendrá impacto en el precio spot y en el despacho de las centrales eléctricas, y por lo tanto en el beneficio económico esperado del Generador. Dicho riesgo puede ser disminuido con un nivel de contratación adecuado.

En el presente informe se utiliza el modelo matemático MOOSEM, como herramienta para la simulación del despacho económico considerando; y el modelo NOC, para el cálculo del Margen variable (MV) de la empresa generadora y para la determinación del nivel óptimo de contratación que minimice el riesgo por el factor hidrológico.

Finalmente, se compara el nivel óptimo de contratación entre dos centrales térmicas a gas natural, una con tecnología de ciclo simple y otra de ciclo combinado, durante el período 2012 al 2016; para ello se aplica la metodología descrita tomando como escenario el mercado eléctrico peruano.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA</b> .....	3
1.1. Descripción del problema.....	3
1.2. Objetivos del trabajo .....	3
1.3. Evaluación del problema.....	3
1.4 Alcance del trabajo .....	5
1.5 Síntesis del trabajo .....	5
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL</b> .....	9
2.1 Sector eléctrico peruano .....	9
2.1.1 Reforma del sector eléctrico peruano.....	9
2.1.2 Actividades del mercado eléctrico.....	11
2.2 El mercado de generación eléctrica peruano .....	13
2.2.1 Aspectos preliminares sobre la generación eléctrica.....	13
2.2.2 Venta de energía y potencia del Generador.....	14
2.2.3 Margen Variable de un Generador.....	16
2.3 El riesgo en el mercado de generación eléctrica .....	16
2.3.1 Factores de riesgo en el mercado de generación.....	17
2.3.2 La aleatoriedad hidrológica y su modelamiento .....	17
2.3.3 La desviación estándar como medida del riesgo.....	18
2.3.4 El nivel de contratación como medida para contrarrestar el riesgo.....	19
2.3.5 Métodos para determinar el nivel óptimo de contratación .....	20
2.3.6 Nivel óptimo de contratación por tipo de central.....	22
<b>CAPITULO III</b>	
<b>METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA</b> .....	26
3.1 Definición del horizonte de estudio .....	26
3.2 Definición de parámetros para la proyección del mercado .....	26
3.2.1 Proyección de la demanda global .....	27
3.2.2 Parque de generación existente.....	30
3.2.3 Proyectos de generación .....	31

3.2.4	Proyectos de transmisión.....	31
3.2.5	Proyección de precios de combustibles .....	31
3.2.6	Período de la estadística hidrológica.....	34
3.3	Simulación del despacho económico de las centrales .....	34
3.4	Modelamiento del Margen Variable.....	36
3.4.1	Valorización por inyección de energía al mercado spot.....	37
3.4.2	Costo de producción .....	37
3.4.3	Venta de energía por contratos.....	38
3.4.4	Valorización por retiro de energía en el mercado spot .....	38
3.4.5	El MV como función de la secuencia hidrológica y el nivel de contratación.....	39
3.5	Determinación del nivel óptimo de contratación .....	41

## **CAPITULO IV**

### **APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y**

<b>ANÁLISIS</b> .....	43	
4.1	Horizonte de estudio .....	43
4.2.	Proyección del mercado.....	43
4.2.1	Proyección de la demanda global .....	43
4.2.2	Parque de generación existente.....	49
4.2.3	Proyectos de generación .....	50
4.2.4	Proyectos de transmisión.....	50
4.2.5	Proyección de precios de combustibles .....	52
4.2.6	Período de la estadística hidrológica.....	55
4.3	Simulación del despacho económico de las centrales .....	56
4.4	Modelamiento del Margen Variable.....	56
4.4.1	Valorización por inyección de energía al mercado spot.....	57
4.4.2	Costo de producción .....	57
4.4.3	Venta de energía por contratos .....	57
4.4.4	Valorización por retiro de energía en el mercado spot .....	58
4.4.5	Margen Variable de las centrales a gas natural .....	58
4.5	Resultados de la aplicación de la metodología .....	58
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	65	
<b>ANEXO A SECTOR ELÉCTRICO PERUANO</b> .....	68	
<b>ANEXO B MARCO NORMATIVO</b> .....	75	
<b>ANEXO C DESCRIPCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO MOOSEM</b> .....	83	
<b>ANEXO D GLOSARIO DE TÉRMINOS</b> .....	91	
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	92	

## INTRODUCCIÓN

El tema desarrollado en el presente informe ha sido seleccionado debido a la necesidad de reducir la incertidumbre en el beneficio económico esperado que tienen las empresas de generación eléctrica (Generadores). Esta incertidumbre se debe a la variabilidad de sus ingresos y egresos en el mercado de generación.

La meta de los Generadores es reducir el riesgo de pérdida en el beneficio económico esperado, por dos razones:

1. Cubrir los costos fijos y variables de la empresa,
2. Incrementar la posibilidad de asumir pagos de deuda fijos en algún financiamiento, es decir, cuanto menos variable es el beneficio económico de un Generador, la capacidad de endeudamiento con una entidad financiera aumenta.

El problema que enfrentan los Generadores, al formar parte del mercado, es dimensionar adecuadamente los factores de riesgo asumidos. Adicionalmente, en la actualidad, el incremento de la oferta en el parque generador se ve orientado a la inversión en centrales térmicas a gas natural.

Por tal motivo, el presente informe detalla una metodología para la minimización de riesgos asociados al mercado de generación eléctrica para centrales térmicas a gas natural. Esta metodología es vista cómo una herramienta muy útil en la toma de decisiones dentro de una adecuada estrategia comercial.

La aleatoriedad hidrológica tiene influencia en el precio spot (precio del mercado de corto plazo) y en el despacho de las centrales eléctricas. Por tal motivo, en este informe se analizará el riesgo asociado a la aleatoriedad hidrológica.

Para lograr la meta de los Generadores, sólo se analiza el Margen Variable del Generador (MV) y no los ingresos ni costos fijos. El MV es igual a la diferencia entre los ingresos y egresos variables asociados al mercado spot, mercado de contratos y costos operativos. La reducción del riesgo mencionado se logra determinando el nivel óptimo de contratación.

La contribución del presente informe es presentar una metodología bien detallada, con parámetros e información actual, que pueda servir para fines comerciales a una empresa de generación eléctrica a gas natural que opera en el mercado eléctrico peruano; para luego de aplicar la metodología analizar los resultados obtenidos.

Este informe ha sido desarrollado gracias a la experiencia adquirida laborando en la empresa Kallpa Generación S.A. ocupando el cargo de analista dentro de la Gerencia de Planificación y Estudios.

El informe se divide de la siguiente manera. En el primer capítulo se hace el planteamiento de ingeniería del problema. En tal capítulo se describe el problema y se expone el objetivo del informe, luego se sustenta la importancia de la solución presentada al evaluar el problema y finalmente se precisan sus alcances y se hace una síntesis del informe.

El segundo capítulo es el Marco Teórico Conceptual que precisa los conceptos necesarios para la comprensión del informe. El tercer capítulo explica la metodología para la solución del problema y el cuarto capítulo presenta un caso de aplicación de la metodología y se presentan los resultados. Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones que se obtienen del estudio presentado.

Se agradece a los ingenieros de la empresa Kallpa Generación S.A. por haberme brindado su apoyo para la realización de este informe.



# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En el presente capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema. Para ello primeramente se describe el problema y luego se expone el objetivo del trabajo, luego para una mayor comprensión y justificación de la solución expuesta se evalúa el problema, se precisan los alcances del informe y se hace una síntesis del trabajo realizado.

### **1.1 Descripción del Problema**

Los Generadores están expuestos a riesgos asociados a las características que se presentan en el mercado de generación eléctrica, en especial a la volatilidad del precio spot. La volatilidad del precio spot se debe principalmente a la aleatoriedad hidrológica, la incertidumbre en el crecimiento de la demanda y los precios de combustibles. Es importante no sólo identificar los factores de riesgo, sino tomar las medidas que permitan reducirlos a fin de que el beneficio económico del Generador esté expuesto a la menor pérdida posible. Por lo tanto, es recomendable contar con una metodología que permita evaluar los factores de riesgo y su impacto en el beneficio económico, para poder determinar una estrategia comercial.

Una buena estrategia comercial contemplará un precio y nivel de contratación adecuados.

### **1.2 Objetivo del trabajo**

Objetivo general:

Presentar una metodología detallada para determinar el nivel óptimo de contratación de un generador térmico a gas natural, de manera, que minimice el riesgo producido por la aleatoriedad hidrológica en el beneficio económico.

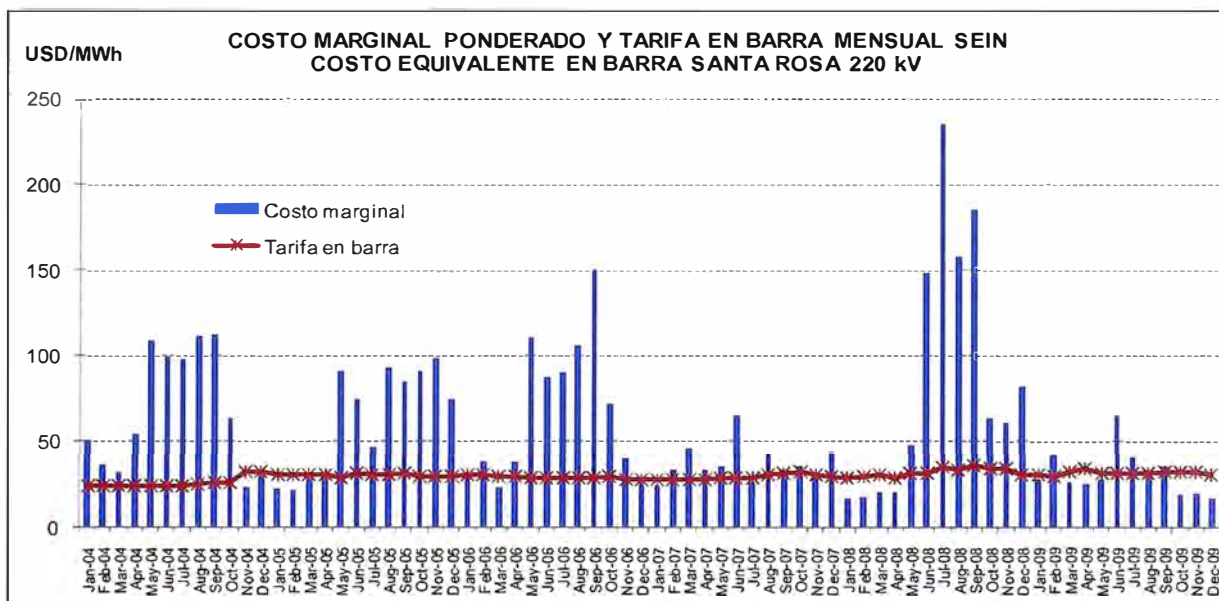
Objetivo específico:

Aplicar la metodología descrita para determinar el nivel óptimo de contratación (NOC) de centrales térmicas a gas natural típicas, evaluando dos tipos de tecnología (ciclo simple y ciclo combinado) con el fin de analizar los resultados obtenidos.

### **1.3 Evaluación del problema**

En el negocio de generación eléctrica, los Generadores tienen la opción de vender

parte de su generación al mercado de contratos y el excedente al mercado spot. El precio del mercado spot tiene alta volatilidad debido a factores de riesgo, mientras que los precios pactados en contratos tienden a ser estables. En la Figura 1.1, se muestra la evolución del precio spot y tarifa en barra desde el año 2004 hasta el 2009, donde se observa la volatilidad del precio spot en comparación con la tarifa en barra.



**Figura 1.1** Evolución del precio spot y la tarifa en barra, Fuente: COES-SINAC

La aleatoriedad hidrológica es uno de los factores de riesgo más relevantes, ya que la condición que se presente en un año (hidrología seca o húmeda) tendrá influencia en el precio spot y en el despacho de las centrales eléctricas. Esta dependencia del recurso hídrico se debe a la participación de la producción hidráulica en la producción total de energía, como se puede observar en la tabla 1.1.

**Tabla 1.1** Participación por tipo de central en la producción de energía

AÑO	PRODUCCIÓN (GWh)			PARTICIPACIÓN (%)	
	HIDRÁULICA	TÉRMICA	TOTAL	HIDRÁULICA	TÉRMICA
2002	17,224	2,433	19,658	88%	12%
2003	17,732	2,957	20,689	86%	14%
2004	16,693	5,210	21,903	76%	24%
2005	17,101	5,901	23,001	74%	26%
2006	18,671	6,092	24,763	75%	25%
2007	18,588	8,666	27,255	68%	32%
2008	18,010	11,548	29,559	61%	39%
2009	18,752	11,056	29,807	63%	37%

La incertidumbre en el beneficio económico esperado puede ser minimizada comprometiendo parte de la producción de energía al mercado de contratos. Sin embargo, un no adecuado nivel de contratación podría ocasionar pérdidas en las siguientes condiciones:

1. Una sobrecontratación en escenarios de hidrología seca, debido a los altos precios de

compra de energía en el mercado spot.

2. Una subcontratación en escenarios de hidrología húmeda, debido a los bajos precios de venta de energía en el mercado spot.

El análisis mencionado permite adelantar que, a través de contratos a precios fijos y adecuados, existe un nivel óptimo de contratación que contrarreste el riesgo debido a la volatilidad del precio spot. Dicho esto, una empresa que desee invertir en el mercado de generación, necesita establecer una estrategia comercial y determinar el nivel óptimo de contratación; para ello se requerirá realizar una proyección del mercado.

La condición hidrológica que se presente en un año futuro no se puede predecir, pero para poder proyectar la generación de las centrales hidroeléctricas, los modelos matemáticos utilizan la información histórica de los caudales en las cuencas de generación hidroeléctrica.

Un nivel óptimo de contratación será aquel con el cual se obtenga el menor riesgo o variabilidad en el beneficio económico esperado, considerando las variables del mercado que resulten de una proyección que tome en cuenta caudales históricos de las cuencas de generación hidroeléctrica.

#### **1.4 Alcance del trabajo**

El presente trabajo está orientado a describir una metodología que sea de utilidad a una central térmica a gas natural típica que ingresa al mercado eléctrico peruano. Se considera que el Generador desea suscribir un contrato de venta de energía con un cliente en el período del 2012 al 2016 (5 años), luego, se analiza el caso de dos centrales a gas natural con dos tipos de tecnología: una de ciclo simple y otra de ciclo combinado.

Se muestra el procedimiento detallado del cálculo de los ingresos y egresos variables del Generador que forman parte del margen variable. El margen variable contiene los ingresos y egresos relacionados al mercado spot, mercado de contratos y costo de producción.

Para poder determinar el nivel de contratos de un año en el futuro, se realiza previamente una simulación del despacho económico de las centrales.

Se utilizan: a) el modelo matemático MOOSEM como herramienta para la simulación del despacho económico, y b) el modelo NOC (Nivel Óptimo de Contratación) para el cálculo del margen variable de la empresa generadora en función de la secuencia hidrológica, así como la determinación del nivel óptimo de contratación.

#### **1.5 Síntesis del trabajo**

En la determinación del nivel óptimo de contratación se efectúan los siguientes pasos:

##### **a) Definición del horizonte de estudio**

Para determinar el nivel óptimo de contratación los análisis se realizan en períodos

anuales, por las siguientes razones:

- i. Lograr abarcar las condiciones hidrológicas extremas de avenida y estiaje;
- ii. Se recomienda realizar el estudio en un horizonte que represente la duración de un contrato.

### **b) Definición de parámetros para la proyección del mercado**

La razón para efectuar la proyección del mercado es obtener los costos marginales y la generación de las centrales en el horizonte de estudio. Estos resultados pasan a ser datos de entrada en el modelamiento del MV. Por tal motivo, se han definido ciertas hipótesis y parámetros que fueron ingresados en el modelo matemático, con la finalidad proyectar el comportamiento del mercado eléctrico. Son los siguientes:

- i. Proyección de la demanda global: dividida en cuatro componentes (demanda vegetativa; pérdidas de transmisión, transformación y distribución; demanda de cargas especiales, incorporadas y futuros proyectos; y consumo propio de las centrales);
- ii. Parque generador existente: características principales de las centrales eléctricas, las cuales se ingresan al modelo matemático para simular el despacho económico.
- iii. Proyectos de generación: se consideran aquellos con mayor probabilidad de ingreso en operación comercial en el horizonte de estudio;
- iv. Proyectos de transmisión: se consideran aquellos que tengan mayor certeza de ingreso en operación en el horizonte de estudio;
- v. Proyección de los precios de combustibles: gas natural, combustibles líquidos y carbón.
- vi. Período de la estadística hidrológica.

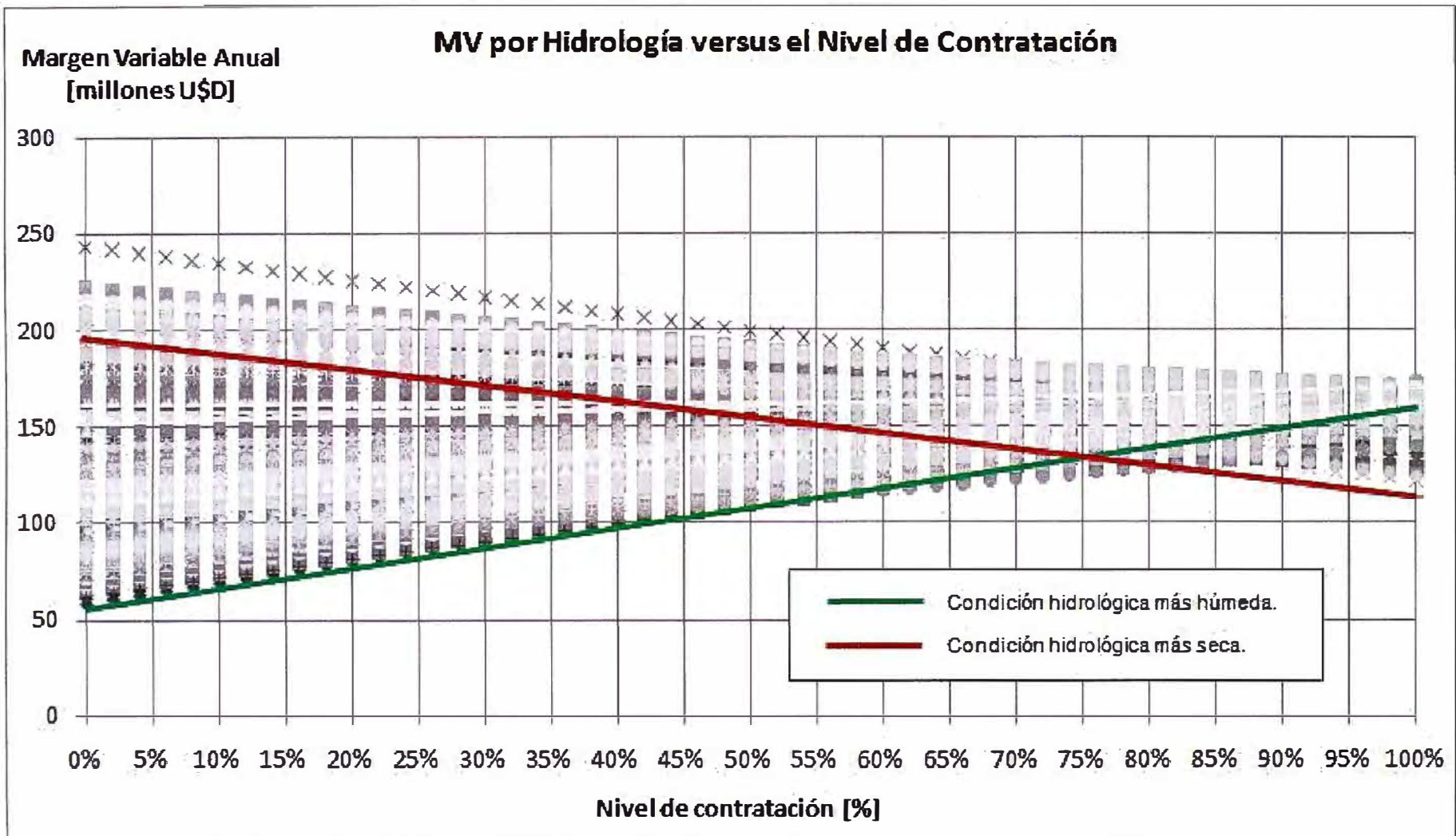
En el Capítulo III, se ha descrito el desarrollo completo de cada uno de los puntos mencionados anteriormente.

### **c) Simulación del despacho económico de las centrales**

Los parámetros descritos en el punto 2 se ingresan al modelo matemático en sus respectivos archivos de entrada (ver Anexo C). El modelo matemático procesa la información y arroja los siguientes resultados: a) costo marginal esperado en cada barra simulada y b) generación esperada de cada unidad de generación, en el horizonte de estudio establecido y por cada secuencia hidrológica de acuerdo al período de la estadística hidrológica.

### **d) Modelamiento del Margen Variable**

Se modela el MV entendiéndolo como el beneficio económico o ganancia que obtiene la empresa en un período. Resulta de la diferencia entre los ingresos y los egresos asociados a la operación y comercialización. Se da mayor explicación en el punto 3.4. Se vera a continuación en la Figura 1.2 el Margen variable vs. Nivel de contratación.



**Figura 1.2** Margen variable vs. Nivel de contratación

Los resultados del punto 3 (costos marginales y generación de centrales por secuencia hidrológica) pasan a ser los datos de entrada en el modelamiento del MV, con lo cual se obtiene una serie de valores puntuales del MV. Además, se establecen distintos niveles de contratación, partiendo de un nivel de 0% es decir el caso en el que empresa no tiene contrato alguno, hasta llegar al 100% o escenario en el cual toda la energía es vendida al mercado de contratos.

Como resultado de lo anterior, el MV se modela como una función de dos variables: a) la secuencia hidrológica y b) el nivel de contratación. Luego, se procede a graficar los valores del MV, con lo cual se obtiene el gráfico de la Figura 1.2.

#### **e) Determinación del nivel óptimo de contratación**

La incertidumbre en el MV debido a la aleatoriedad hidrológica se puede medir con la herramienta matemática-estadística desviación estándar. Se calcula la desviación estándar del MV obtenido con cada nivel de contratación.

A cada nivel de contratación le corresponde una desviación estándar distinta. El nivel óptimo de contratación será aquel con el cual se obtiene la menor desviación estándar.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL**

En este capítulo se exponen las bases teóricas conceptuales más importantes para la comprensión de la metodología y el análisis de resultados descrito en el presente informe.

Los temas a tratar son: 1) Aspectos generales del sector eléctrico peruano; 2) Aspectos sobre el mercado de generación eléctrica; 3) El riesgo en el mercado de generación eléctrica, haciendo un énfasis en el nivel de contratación como medida para contrarrestar dicho riesgo.

Para mejor comprensión del presente capítulo es recomendable conocer algunos conceptos sobre el Sector Eléctrico Peruano y su Marco Legal, los cuales son desarrollados en el Anexo A y el Anexo B.

#### **2.1 Sector eléctrico peruano**

Se ve lo siguiente

1. Reforma del sector eléctrico peruano
2. Actividades del mercado eléctrico

##### **2.1.1 Reforma del sector eléctrico peruano**

En el Perú, a inicios de los años noventa, el esquema de la empresa estatal verticalmente integrada presentaba serios problemas de ineficiencia, cortes de electricidad y falta de inversiones. Para hacer frente a estos problemas, en 1992 se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) mediante decreto Ley 25844, que tenía entre sus objetivos.

- a. Garantizar el suministro de energía promoviendo la inversión.
- b. Fijar tarifas que remunerarán adecuadamente las inversiones.
- c. Promover la eficiencia mediante la introducción de competencia en diferentes niveles.
- d. Aumentar la cobertura del servicio eléctrico.

Las principales medidas que se tomaron fueron:

- i. Se implementó un nuevo diseño de mercado separándose las actividades de generación, transmisión y distribución.
- ii. Entre 1994 y 1996 se privatizó cerca del 55% de la capacidad de generación y cerca del 60% de la distribución, a través de la división de las empresas estatales Electroperú y

Electrolima en diferentes unidades de negocio, tanto de generación como de distribución. Posteriormente en el año 2002, se transfirió la actividad de transmisión al sector privado mediante un esquema de concesión basado en el mayor pago realizado por el postor ganador a cambio de recibir un ingreso fijo anual y comprometerse a realizar la operación y mantenimiento de las redes por un período de treinta años.

iii. Se establecieron las siguientes reglas de mercado:

- a. Creación de una entidad encargada de la operación técnica del sistema, así como la valorización de las transacciones en el mercado spot, denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- b. Establecimiento de un mercado spot exclusivamente para transar electricidad entre Generadores que tuvieran superávit o déficit de producción respecto a sus obligaciones contractuales.
- c. Libre entrada al mercado de generación luego de superar algunos requisitos establecidos por el MINEM.
- d. Regulación de las tarifas para clientes regulados y contratación a precio no regulado para clientes libres.

A partir del año 2004 se identificaron algunos problemas respecto al funcionamiento del mercado eléctrico establecido al amparo de la LCE. Los principales problemas fueron:

- a. Las Distribuidoras tuvieron dificultades para renovar sus contratos a los precios regulados (tarifas en barra) con los generadores, dado que, como consecuencia de la sequía, el precio spot era mucho mayor que el precio regulado (ver figura 1.1).
- b. El consumo de electricidad crecía a un ritmo mayor al del crecimiento de la inversión en generación. Los inversionistas consideraban que había un nivel de incertidumbre y que las tarifas eran relativamente bajas. Se debe recordar que los contratos de largo plazo entre Generadores y Distribuidores, si bien indicaban un nivel máximo de potencia que podían retirarse a cargo del contrato, los precios de potencia y energía en punta y fuera de punta no eran prefijados sino que estaban asociados a los precios vigentes en cada período de regulación, los cuales variaban semestralmente y posteriormente cada año.

Con el objetivo de hacer frente a los problemas existentes bajo la LCE, a propuesta del ejecutivo, el Congreso aprobó la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley 28832) en julio de 2006. A continuación se resumen las principales modificaciones en la actividad de generación dadas por la Ley 28832:

- a. Se creó un mecanismo de licitaciones de contratos entre Distribuidores y Generadores mediante el cual se obtendría el precio de la energía, ordenándose las ofertas de los Generadores de menor a mayor hasta cubrir la demanda a contratarse. El precio de la



potencia sigue siendo determinado anualmente por el regulador.

b. Después de una etapa de transición, los Distribuidores deben contratar con una anticipación no menor a tres años su demanda regulada para incentivar a los nuevos inversionistas e introducir competencia a los actuales.

c. Los Distribuidores que inicien licitaciones para cubrir su demanda deben permitir la asociación de otros distribuidores, a fin de que estas puedan licitar en paquete.

d. Los contratos pueden suscribirse hasta por diez años.

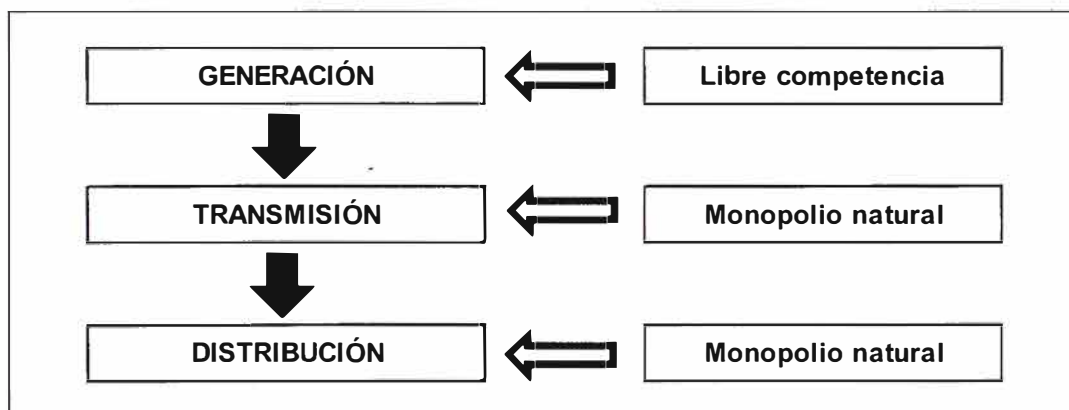
e. Los contratos de menos de cinco años sólo pueden cubrir hasta el 25% de la demanda regulada y los de menos de tres años solo hasta el 3%.

f. Si bien las transacciones entre Generadores y Distribuidores son al precio que haya resultado en cada contrato, se crea un mecanismo de compensación de manera tal que todos los usuarios regulados de cada concesionario paguen la misma tarifa de generación.

g. OSINERGMIN establecerá un precio tope para el precio de la energía en las licitaciones (desconocido hasta que se den a conocer los resultados de las licitaciones), siempre que la demanda a licitar no sea cubierta con las ofertas válidas.

### 2.1.2 Actividades del mercado eléctrico

Las actividades del mercado eléctrico se muestran en la Figura 2.1. El mercado eléctrico peruano se caracteriza por tener una estructura separada de las actividades de generación, transmisión, distribución. Estas serán descritas en los siguientes ítems.



**Figura 2.1** Actividades del mercado eléctrico

#### a. Generación

En esta etapa, las centrales de generación producen electricidad, a partir de una fuente de energía primaria o secundaria.

En el mercado de generación, el precio de la energía (precio spot) no es regulado y existe libre competencia entre generadores. Los Generadores que operan dentro del COES ejercen dos funciones:

1. Empresa Productora: debe producir la cantidad de energía que el COES le indica que

produzca, en el momento en que el COES se lo indique. Esta es una función a la que está obligada y sobre la que no tiene autonomía, limitándose a obedecer las órdenes del COES.

2. Empresa Comercializadora: Es una función potestativa, mediante la cual la Generadora tiene la facultad de comercializar energía con clientes libres o regulados en la magnitud que se lo permita la potencia y energía firme que tiene. A la capacidad propia se suma la capacidad que haya contratado de otras empresas generadoras con la finalidad de comercializar.

## **b. Transmisión**

Esta actividad es un monopolio natural. Sus tarifas son reguladas. El sistema de transmisión toma la energía eléctrica que le proporciona la central de generación en media tensión, esta energía se eleva a un nivel de alta tensión con la finalidad de minimizar las pérdidas eléctricas en el transporte; luego, se vuelve a disminuir a nivel de media tensión para pasar a la etapa de distribución.

Los sistemas eléctricos de transmisión se clasifican en: a) Sistema principal, b) Sistema secundario, c) Sistema garantizado y d) Sistema complementario. Serán descritos a continuación:

1. Sistema Principal (SPT).- Es una clasificación permitida por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), a partir de la Ley 28832 no está vigente para nuevas instalaciones. Sus características son: 1) Instalaciones de alta o muy alta tensión, 2) Flujo bi-direccional, 3) No se puede identificar responsabilidad individual por el flujo de energía, 4) Es pagado por todos los usuarios del servicio eléctrico.

2. Sistema Secundario (SST).- Clasificación permitida por la LCE, a partir de la Ley 28832 no está vigente para nuevas instalaciones. Se caracteriza por 1) Flujo preponderantemente uni-direccional, 2) Se identifica responsabilidad individual por el flujo de energía, 3) El SST-Generación es pagado por los generadores beneficiados, 4) El SST-Demanda es pagado por los usuarios beneficiados y 5) El SST-G-D que es pagado por generadores y usuarios.

3. Sistema Garantizado (SGT).- Es una clasificación para nuevas instalaciones a partir de la vigencia de la Ley 28832, previstas en el Plan de Transmisión y cuya concesión y construcción serán el resultado de un proceso de licitación pública conducido por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) o por PROINVERSION.

El plazo máximo de concesión será de treinta años, más el tiempo necesario para la construcción. Vencido el plazo de concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de la concesión.

4. Sistema Complementario (SCT).- Son aquellas nuevas instalaciones no comprendidas en el SGT, es decir, instalaciones del Plan de Transmisión cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Así también, todas las instalaciones que no forman parte del Plan de Transmisión pertenecerán al SCT.

### **c. Distribución**

Es el conjunto de subestaciones, líneas de baja y media tensión que sirven para repartir la energía entre un número grande de consumidores.

El Distribuidor recibe la energía de las líneas de transmisión y disminuye la tensión a fin de poder distribuirla por las redes de su área de concesión, para luego suministrar energía a los usuarios finales.

La etapa de distribución es un monopolio natural y por lo tanto la tarifa es regulada; dichas tarifas son calculadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en base a modelos de empresas eficientes.

## **2.2 El mercado de generación eléctrica peruano**

Se ve lo siguiente:

- 1 Aspectos preliminares sobre la generación eléctrica
- 2 Venta de energía y potencia del Generador
3. Margen Variable de un Generador

### **2.2.1 Aspectos preliminares sobre la generación eléctrica**

La generación consiste en la producción de energía eléctrica, transformando energía primaria o secundaria en electricidad. El año 2009 la hidroenergía fue la fuente que ocupó el 63% de la producción de energía eléctrica, mientras que el gas natural ocupó el 31%; luego, el carbón y los combustibles líquidos derivados del petróleo como el Diesel 2, el Residual No 6 y el Residual No 500 aportaron energía en menor proporción. También, se utiliza la energía producida por biomasa y la energía solar en sistemas aislados.

#### **a. Tipos de centrales de generación eléctrica**

Existen diversos tipos de centrales eléctricas, se pueden dividir en tres grandes grupos:

1. Centrales hidroeléctricas, que utilizan como energía primaria la energía potencial del agua.
2. Centrales térmicas, que utilizan como combustible: el gas natural, productos derivados del petróleo y el carbón.
3. Centrales con recursos energéticos renovables (RER), tienen como fuente primaria la energía eólica, solar, la biomasa e hidroeléctricas con capacidad menor a 20 MW.

#### **b. Generación eléctrica a gas natural**

Antes del año 2004, existían sólo dos centrales de generación a gas natural que

continúan produciendo energía hasta la actualidad, ellas son: la C.T. Aguaytía y la C.T. Malacas. Luego, a partir del año 2004 con el inicio de la producción de Gas Natural de Camisea, se dio inicio a un creciente parque generador basado en el consumo del Gas Natural. Así, la C.T. Ventanilla paso de ser una central a diesel a una central con tecnología dual y comenzó a operar consumiendo GN de Camisea.

En la actualidad, existen tres centrales adicionales ubicadas en Chilca que consumen gas natural de Camisea, y muchos proyectos en marcha.

### **c. El despacho económico**

El despacho económico lo realiza el COES-SINAC buscando mantener el equilibrio entre la demanda y la oferta de energía eléctrica considerando las restricciones de transmisión. Asimismo, busca obtener el menor costo de producción de energía, despachando primero a las centrales hidroeléctricas, optimizando el uso actual y futuro del recurso hídrico, luego despachando a las unidades térmicas de menor costo de producción, y luego adicionando a las de mayor costo, de acuerdo a un orden de despacho basado en costos variables. El COES utiliza modelos matemáticos para poder realizar el despacho económico en el corto plazo.

#### **2.2.2 Venta de energía y potencia del Generador**

La venta de energía y potencia del Generador se realiza a través de dos mercados: 1) mercado de corto plazo ó mercado spot y 2) mercado de largo plazo ó mercado de contratos. Los cuales se explican a continuación:

##### **a. Mercado spot o de corto plazo**

Es aquel en el cual el COES realiza el despacho económico y ordena a los Generadores a producir energía cuando el sistema lo requiera (función productora del Generador); y producto de ello, el COES realiza las transferencias de energía y potencia mensualmente, las cuales se describen a continuación:

##### **a.1 Transferencias de energía:**

La valorización neta de la energía es igual a la diferencia entre la valorización de las inyecciones y la valorización de los retiros a un precio spot que es igual al costo variable de la última unidad despachada.

La valorización de las inyecciones es igual a la sumatoria del producto de la energía generada y el costo marginal en la barra de inyección cada quince minutos, y la valorización de los retiros es igual a la sumatoria del producto de la energía consumida por los clientes y el costo marginal en la barra de retiro cada quince minutos.

##### **a.2 Transferencias de Potencia**

El precio de la potencia es regulado y es igual al costo fijo de la última unidad que despacha en la hora de máxima demanda. El pago que reciben los Generadores por su

potencia inyectada al sistema está dividido en dos partes. La primera, está referida a compensar la capacidad instalada y su aporte como parte constitutiva del sistema; la segunda, es la compensación por operación efectiva dentro del sistema la cual es vigente hasta julio de 2011. Estos ingresos son: ingreso garantizado por potencia firme (IGPF) e ingreso adicional por potencia generada (IAPG) respectivamente. Asimismo, el Generador compra la potencia retirada por sus clientes en el instante coincidente con la máxima demanda del mes.

## **b. Mercado de contratos o de largo plazo**

En el mercado de contratos el Generador tiene la facultad de comercializar energía hacia clientes en la magnitud que se lo permita su energía firme.

La energía firme es calculada por el COES (según su procedimiento PR-13) en base a su capacidad instalada, naturaleza de esa capacidad, estado operativo de sus unidades, incluyendo los antecedentes sobre su disponibilidad en períodos operativos anteriores.

En el mercado de contratos se puede realizar una diferenciación según el tipo de clientes: 1) cliente libre, 2) distribuidor a precio regulado; y 3) distribuidor a precio firme (resultante de las licitaciones).

### **b.1 Clientes Libres**

Son aquellos con demandas superiores a 2.5 MW, y aquellos usuarios con demandas entre 200 kW y 2.5 MW que decidan ser clientes libres, cuyo precio es fijado mediante negociación directa entre el cliente y las empresas proveedoras, que puede ser Generador o Distribuidor.

### **b.2 Distribuidor a precio regulado**

Los precios regulados los calcula el OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria, de forma tal que arrojan los mismos ingresos que los costos marginales, sólo que sin las marcadas variaciones estacionales de los costos marginales.

Entonces, en cuanto a magnitud, los ingresos esperados no son diferentes por provenir de Distribuidores a precio regulado o del mercado spot. La diferencia se establece en función de circunstancias, no siempre previsibles con suficiente antelación (caso de los años secos y húmedos).

### **b.3 Distribuidor a precio firme (resultante de las licitaciones)**

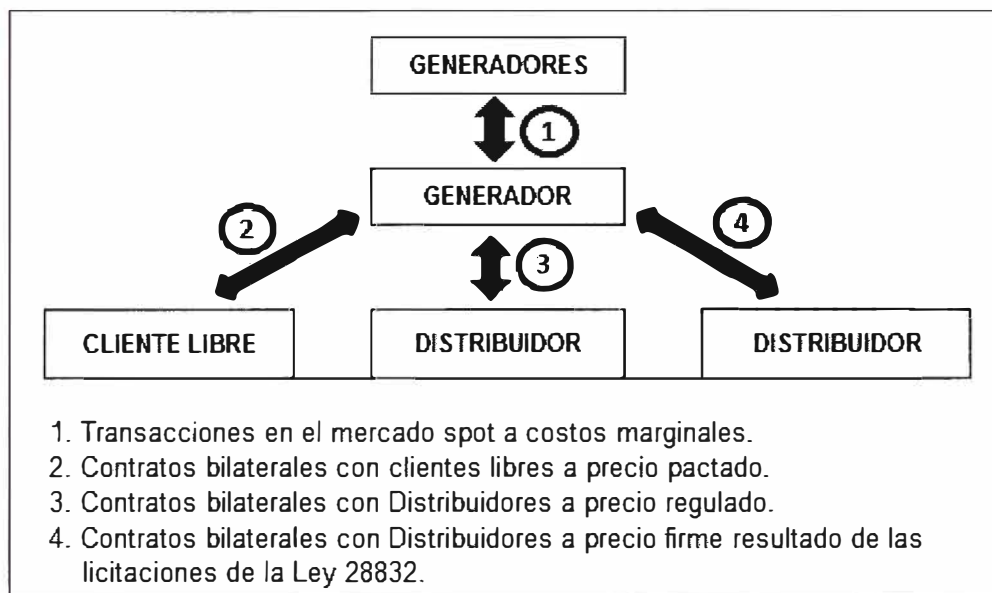
A partir de la Ley 28832, se crean incentivos para atender la demanda especialmente de los clientes regulados con nuevos agentes generadores eficientes.

Las licitaciones son procesos de concurso público convocados por la “demanda” (concesionarios de distribución o clientes libres) para el suministro de electricidad en condiciones de competencia.

Los contratos con este tipo de clientes tienen las siguientes características:

1. Los precios son de acuerdo a la “oferta” del generador. Existe un precio tope fijado por el OSINERGMIN.
2. Los precios de la energía se mantienen estables por el plazo contractual.

Finalmente, la Figura 2.2 muestra un diagrama de las transacciones en el mercado de generación.



**Figura 2.2** Transacciones en el mercado de generación

### 2.2.3 Margen Variable de un Generador

En el presente informe, el margen variable de un generador (MV) se entenderá como el beneficio económico o ganancia que obtiene la empresa en un período. Resulta de la diferencia entre los ingresos y los egresos relativos a la producción y comercialización de energía y potencia. Se da mayor detalle en el numeral 3.4. En la siguiente tabla se muestran los principales componentes del MV.

**Tabla 2.1** Componentes del MV

Ingresos	Egresos
– Inyección de Energía al mercado spot.	– Costo de producción
– Ingreso garantizado de potencia Firme.	– Retiro de energía en el mercado spot.
– Ingreso adicional por potencia Generada.	– Compra de potencia en el mercado spot
– Venta de energía por contratos.	
– Venta de potencia por contratos.	

### 2.3 El riesgo en el mercado de generación eléctrica

En el análisis financiero se indica que el riesgo es la dispersión de los flujos monetarios no esperados de una empresa; sin embargo, así no se distingue aquella dispersión que tiene un sentido negativo de la que tiene uno favorable para la empresa.

Teniendo en cuenta que para la administración del riesgo importa el análisis de aquella dispersión desfavorable, entenderemos por riesgo lo siguiente: la posibilidad o probabilidad de sufrir una pérdida monetaria con relación al valor esperado.

Existen muchos tipos de riesgo para una empresa de generación, en este subcapítulo nos referiremos únicamente al riesgo relativo al mercado de generación eléctrica.

### **2.3.1 Factores de riesgo en el mercado de generación**

Son aquellos que pueden ocasionar una pérdida no esperada en el MV del Generador. A continuación se listan los principales factores:

- a. la aleatoriedad hidrológica,
- b. la incertidumbre en el crecimiento de la demanda,
- c. fluctuaciones en los precios de combustibles,
- d. fallas prolongadas de unidades de generación con gran capacidad,
- e. retraso en la fecha de inicio de operación comercial de una unidad de generación con gran capacidad,
- f. restricciones en el abastecimiento de combustibles,
- g. limitaciones del sistema de transmisión.

Estos factores tienen impacto en el precio spot, la generación de las centrales y el costo de producción; por lo tanto, tienen mucha influencia en el margen variable esperado de un Generador.

### **2.3.2 La aleatoriedad hidrológica y su modelamiento**

En el Perú, la aleatoriedad hidrológica es uno de los factores de riesgo más relevantes, debido a que el sistema hidrotérmico peruano tiene una gran dependencia del recurso hídrico. La condición que se presente en un año (hidrología seca o húmeda) tendrá gran impacto en el precio spot y en el despacho de las centrales eléctricas. La gran influencia de la aleatoriedad hidrológica en el mercado de generación se debe a que en el sistema hidrotérmico peruano un gran porcentaje de la producción de energía proviene de las centrales hidroeléctricas (ver Tabla 1.1).

En las proyecciones de mercado que realizan los Generadores y el operador del sistema, se realizan simulaciones del despacho económico, para ello se utilizan modelos matemáticos. Estos modelos matemáticos, suponen que las condiciones hidrológicas futuras serán una repetición aleatoria de las históricas, formándose las denominadas “secuencias hidrológicas”.

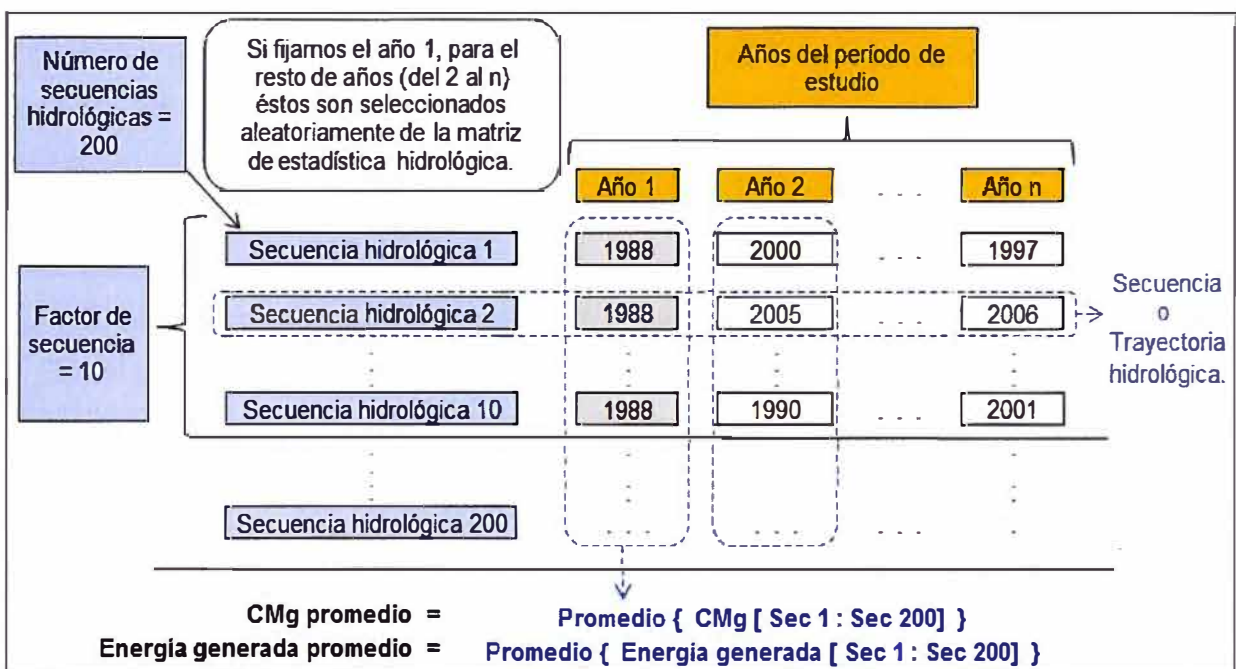
Una secuencia hidrológica corresponde a la sucesión de hidrologías que ocurren aleatoriamente durante un horizonte de estudio, es decir, es una posible trayectoria hidrológica futura del sistema eléctrico. Cada trayectoria o secuencia hidrológica se construye utilizando las siguientes reglas:



- los años hidrológicos comienzan en enero de cada año y terminan en diciembre,
- hay independencia hidrológica anual (es decir, se puede dar cualquier combinación de años hidrológicos hacia el futuro).

El modelo construye las secuencias hidrológicas de manera aleatoria, es decir, para cada año la probabilidad que ocurra cualquier hidrología de la estadística es la misma (e igual a  $1/[\text{cantidad de hidrologías}]$ ).

La cantidad de secuencias hidrológicas es igual al producto del número de hidrologías por el factor de secuencias. Por ejemplo, si se cuenta con 20 hidrologías (información de caudales de 20 años) y el factor de secuencias es igual a 10, entonces se tendrán 200 secuencias hidrológicas, como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 2.3** Secuencias hidrológicas

### 2.3.3 La desviación estándar como medida del riesgo

El índice de medición de riesgo utilizado universalmente en la evaluación y control de portafolios de inversión es la varianza de los flujos monetarios, o su raíz cuadrada denominada desviación estándar.

La varianza representa la medida de dispersión de un conjunto de datos con respecto a la media aritmética. Si atendemos a la colección completa de datos (la población en su totalidad) obtenemos la varianza poblacional; y si por el contrario prestamos atención sólo a una muestra de la población, obtenemos en su lugar la varianza muestral. A continuación se muestra la expresión de la varianza muestral:

$$S_x^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n - 1} \quad (2.1)$$



Por la formulación de la varianza podemos pasar a obtener la desviación estándar, tomando la raíz cuadrada positiva de la varianza. Así, si efectuamos la raíz de la varianza muestral, obtenemos la desviación estándar muestral, la cual tiene la siguiente expresión:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \quad (2.2)$$

Donde:

$\sigma$  es la desviación estándar.

$\bar{x}$  es la media aritmética.

$x_i$  es el valor de cada dato de la muestra.

$N$  es la cantidad de datos de la muestra.

Como hemos visto, la desviación estándar representa la medida de la dispersión de un conjunto de datos respecto del promedio, en otras palabras, representa el grado de volatilidad o riesgo de una variable respecto del valor esperado, expresado en las mismas unidades que la variable. Por lo expuesto, en el presente trabajo se utilizará la desviación estándar como medida del riesgo.

#### **2.3.4 El nivel de contratación como medida para contrarrestar el riesgo**

En el presente trabajo, definimos el nivel de contratación como la relación porcentual entre: a) la potencia media que retiran los clientes y b) la potencia efectiva de la unidad o central de generación en evaluación. Por lo tanto, el nivel de contratación (NC) puede ser expresado con la siguiente fórmula:

$$NC = \frac{PMc}{PE} \times 100\% \quad (2.3)$$

Donde:

PMc es la potencia media que retiran los clientes.

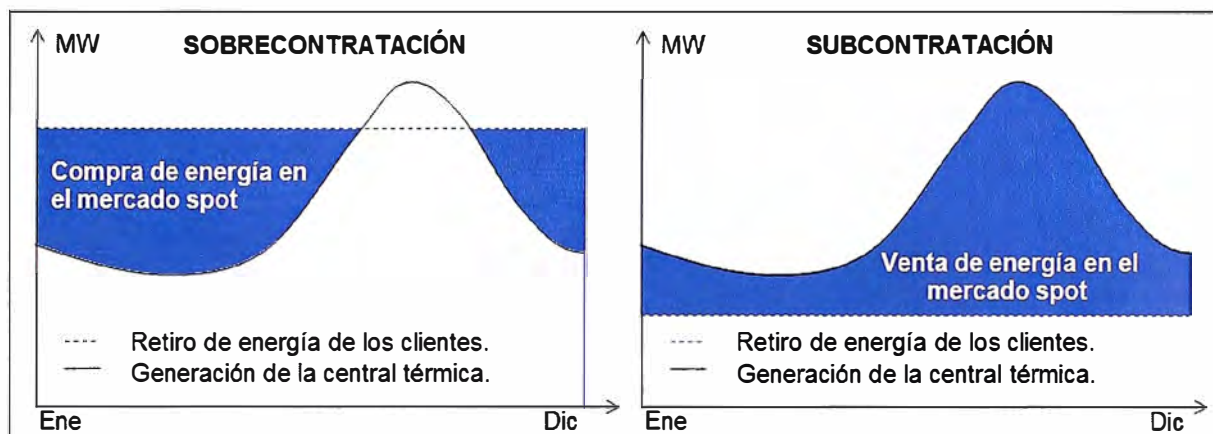
PE es potencia efectiva de la unidad o central de generación en evaluación.

El riesgo en el mercado de generación debido a la volatilidad del precio spot, puede ser minimizado comprometiendo parte de la producción al mercado de contratos, ya que los precios pactados, en términos prácticos, se mantienen constantes durante todo el período del contrato. Sin embargo, un nivel de contratación no adecuado podría ocasionar pérdidas en las siguientes condiciones:

- a. Una sobrecontratación en escenarios de hidrología seca, debido a las compras de energía en el mercado spot a altos precios.
- b. Una subcontratación en escenarios de hidrología húmeda, debido a las ventas de energía en el mercado spot a bajos precios.

El análisis mencionado permite adelantar que, a través de contratos a un precio pactado y adecuado, existe un nivel óptimo de contratación que contrarreste el riesgo por la volatilidad del precio spot.

La Figura 2.4 muestra dos escenarios, el primero refiere a la sobrecontratación, en la cual, el déficit de energía entre el retiro de los clientes y la generación se compra en el mercado al precio spot. El segundo refiere a la subcontratación, en la cual, el superávit de energía entre la generación y el retiro de los clientes se vende en el mercado al precio spot.



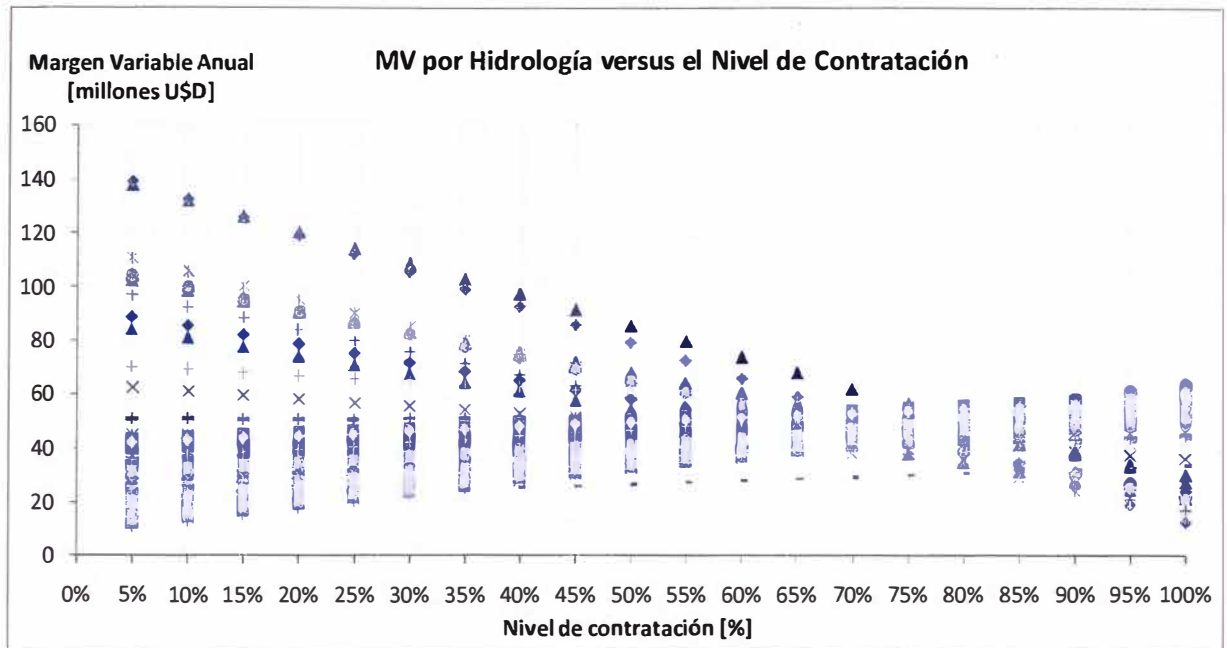
**Figura 2.4** Sobrecontratación versus subcontratación

El éxito de lograr el nivel óptimo de contratación depende del uso adecuado de modelos matemáticos y herramientas computacionales puesto que es necesario modelar el comportamiento del SEIN y pronosticar las principales variables del mercado de generación eléctrica.

### 2.3.5 Métodos para determinar el nivel óptimo de contratación

Como lo descrito en el punto 1.5, el MV puede ser graficado en función de la secuencia hidrológica y el nivel de contratación. En la figura 2.5, cada punto representa el MV anual correspondiente a una secuencia hidrológica y un nivel de contratación determinados, se observa que existe mucha variabilidad en el MV esperado, pudiendo ser éste muy alto o muy pequeño. Sin embargo, existe una zona en la cual la variabilidad es mínima, concordando así con lo descrito en el punto 2.3.4; por lo tanto, se concluye que existe un nivel de contratación con el cual se minimiza el riesgo debido al factor hidrológico y en general a la volatilidad del precio spot, a este último se le conoce como nivel óptimo de contratación.

Hemos descrito un método gráfico para determinar el nivel óptimo de contratación, donde la zona de menor riesgo es aquella en la cual el MV tiene menor dispersión o variabilidad. Existen diversos métodos para determinar el nivel óptimo de contratación de manera más exacta, dos de ellos son descritos a continuación:



**Figura 2.5** MV por hidrología versus nivel de contratación

**a. Criterio de la mínima desviación estándar**

En el punto 2.3.3 se vio que la desviación estándar es utilizada para medir el riesgo; un método utilizado para determinar el nivel óptimo de contratación, es el basado en el criterio estadístico del mínimo valor de la desviación estándar, tomando como datos cada valor del MV por secuencia hidrológica para un nivel de contratación fijo. Este método es descrito completamente en el capítulo 3.

**b. Margen en riesgo (MeR)**

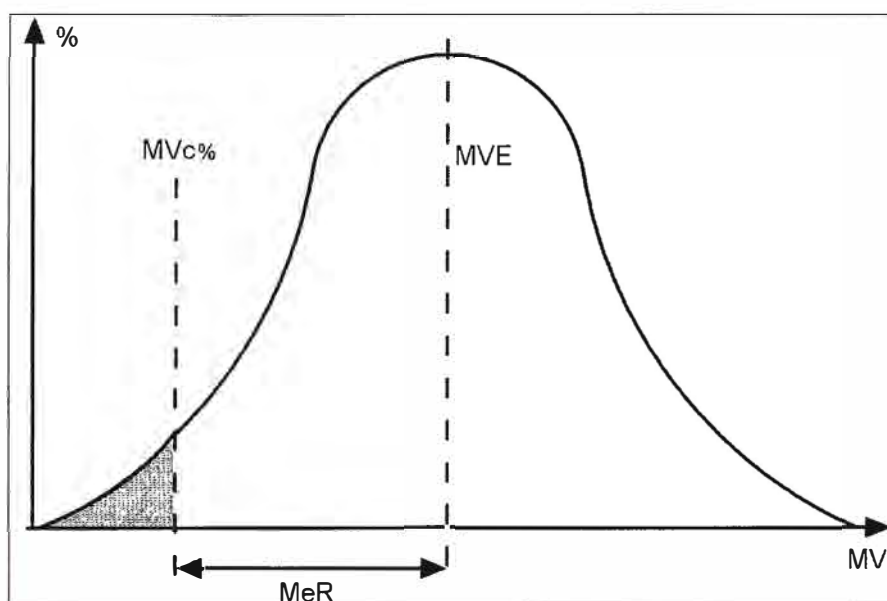
En el punto 2.3 se definió el riesgo como la probabilidad de sufrir una pérdida monetaria con relación al valor esperado, en relación a ello, el Margen en Riesgo (MeR) es un índice que indica el grado de exposición al riesgo que se tiene con un nivel de contratación determinado. El MeR está basado en la metodología “Value at Risk” (VaR) muy utilizado en la ingeniería financiera moderna, se define como la máxima pérdida esperada con un cierto nivel de confianza, se calcula como la diferencia entre el MV esperado (MVE) y el MV que es superado con cierto nivel de confianza (MVc%), tal como se muestra en la siguiente fórmula.

$$\text{MeR} = \text{MVE} - \text{MVc\%} \quad (2.4)$$

La figura 2.6 muestra la distribución de probabilidad del Margen Variable, donde se muestra en forma gráfica el concepto del MeR.

El método MeR fue desarrollado por la empresa Endesa para medir el riesgo al cual está expuesto el MV superando un nivel de confianza definido, es decir eliminando los escenarios de mayor pérdida (menos probables), el nivel de confianza depende de la política de aversión al riesgo que tenga la empresa, mientras menor sea el nivel de

confianza elegido menor es el grado de aversión al riesgo. Los valores de nivel de confianza normalmente elegidos por las empresas de generación suelen estar en el rango de valores entre 90% y 100%.



**Figura 2.6** Distribución de Probabilidad del Margen Variable

A continuación se muestran los valores estándar del nivel óptimo de contratación por tipo de central.

### 2.3.6 Nivel óptimo de contratación por tipo de central

Cada tipo de central, dependiendo de su costo variable (CV) tiene diferente comportamiento en el SEIN en cuanto a su despacho, esto tiene mucha influencia en el nivel óptimo de contratación. A continuación se detallará el análisis gráfico del nivel óptimo por tipo de central:

#### a. Central térmica a combustible líquido

Este tipo de centrales tiene un mayor costo variable respecto al resto de centrales, generalmente no operan o sólo lo hacen en horas de alta demanda y períodos de estiaje, debido a que existen unidades más económicas que pueden abastecer la demanda. De esta manera, este tipo de centrales recibe fundamentalmente ingresos por potencia. Por lo tanto:

Si no se suscriben contratos con clientes, el MV es prácticamente nulo, ya que se reciben muy pocos ingresos por venta de energía al mercado spot, y el costo de producción es mínimo también.

Si se suscriben contratos con clientes, la central tendrá que comprar energía en el mercado spot para poder abastecer el retiro del cliente. El MV cambiará según la condición hidrológica:

1. En condición de hidrología húmeda, el precio spot será menor al precio del contrato,

por lo tanto el MV será positivo.

2. En condición de hidrología seca, el precio spot será mayor al precio del contrato, por lo tanto el MV será negativo.

### **Conclusión**

Mientras más alto sea el nivel de contratos, la variabilidad del MV es mayor. Por lo tanto para este tipo de unidades, el nivel óptimo de contratación es cercano a cero (Figura 2.7).

#### **b. Central térmica a gas natural de ciclo simple**

Este tipo de central tiene un CV menor al de las centrales a combustible líquido debido al bajo precio del gas natural, generalmente operan continuamente. Por lo tanto:

1. Si no se suscriben contratos con clientes, el MV tendrá alta variabilidad y dependerá de la condición hidrológica. En condición de hidrología húmeda, usualmente las unidades a gas natural se encuentran marginando, por lo que sólo se recupera el CV de producción y el MV es relativamente bajo. En condición de hidrología seca, se venderá la energía producida a un precio spot elevado. Por lo tanto el MV será alto.

2. Si se suscriben contratos con clientes por el total de la energía que dicha unidad es capaz de producir. En condición de hidrología húmeda, el precio spot será bajo, esto generaría ganancias en el margen comercial (por contratos). En condición de hidrología seca, el precio spot será elevado, y se generarían pérdidas en el margen variable operativo (por inyección al mercado spot).

### **Conclusión**

Para este tipo de centrales existe incertidumbre en el MV esperado, el nivel óptimo de contratación usualmente es mayor a 50% de la capacidad de producción total (Figura 2.8)

#### **c. Central Térmica a Gas Natural de Ciclo Combinado**

Este tipo de central tiene alta eficiencia térmica, por esta razón, tiene un CV relativamente bajo, generalmente están en operación continua. Por lo tanto:

1. Si no se suscriben contratos con clientes, el MV tendrá alta variabilidad y dependerá de la condición hidrológica. En condición de hidrología húmeda, el precio spot será muy bajo, por lo que sólo se recupera el CV y el MV es muy bajo. En condición de hidrología seca, se venderá la energía producida a un precio spot elevado. Por lo tanto el MV será alto.

2. Si se suscriben contratos con clientes por el total de la energía que dicha central puede producir, el MV tendrá baja variabilidad, ya que estará vendiendo su propia producción al precio contratado.

### **Conclusión**

Para este tipo de centrales, el nivel óptimo de contratación es muy elevado,

usualmente mayor al 90%. Ver Figura 2. 9.

#### d. Central Hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas se caracterizan porque siempre está operando debido a su bajo CV, y su producción depende del recurso hídrico. Similarmente a una central térmica, el MV depende del nivel de contratación.

#### Conclusión

Para este tipo de centrales, el nivel óptimo de contratación corresponde a la energía firme que la central puede producir en un año con hidrología seca. Ver Figura 2.10.

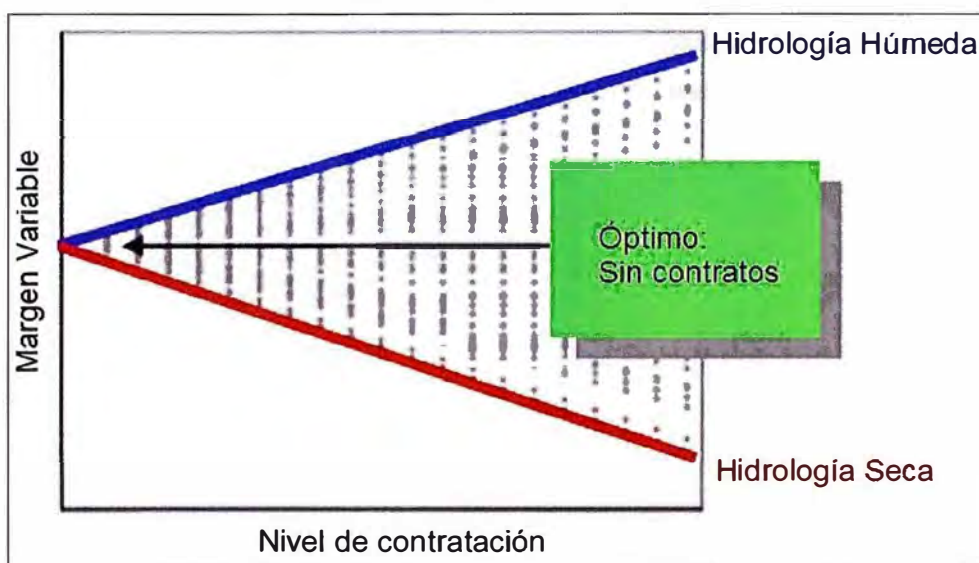


Figura 2.7 Margen Variable vs. Nivel de contratos (Combustible líquido)

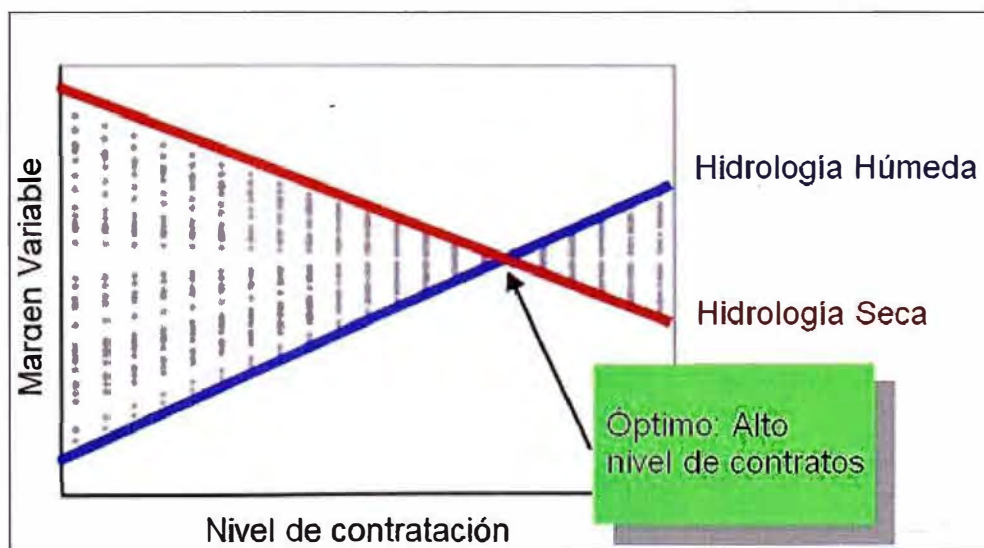
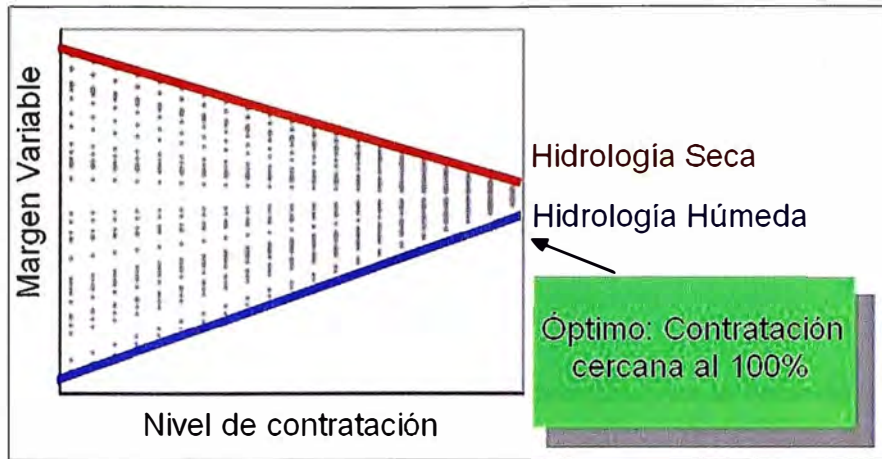
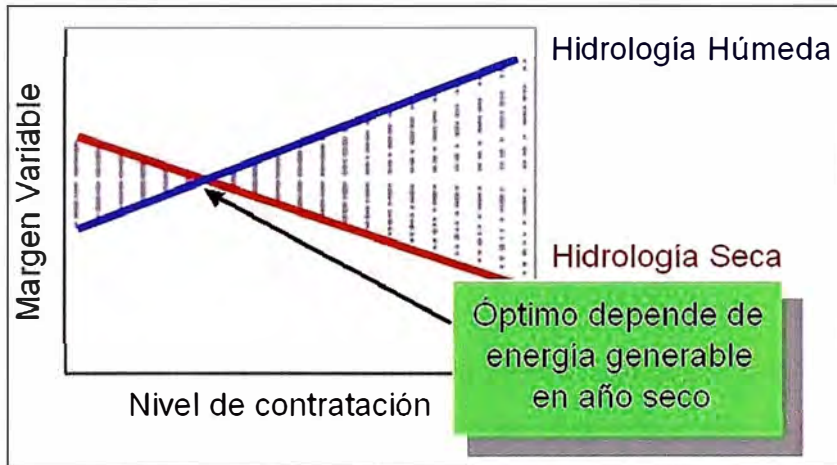


Figura 2.8 Margen Variable vs. Nivel de contratos (Gas natural)



**Figura 2.9** Margen Variable vs. Nivel de contratos (Ciclo combinado a gas natural)



**Figura 2.10** Margen Variable vs. Nivel de contratos (Central hidroeléctrica)



### CAPÍTULO III

## METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

En el presente capítulo se presenta la metodología para la determinación del nivel óptimo de contratación de una central térmica a gas natural. Esta metodología consiste de los siguientes pasos.

1. Definición del horizonte de estudio.
2. Definición de parámetros para la proyección del mercado.
3. Simulación del despacho económico.
4. Modelamiento del Margen Variable.
5. Determinación del nivel óptimo de contratación.

La figura 3.1 presenta un diagrama de bloques que resume la metodología propuesta.

#### **3.1 Definición del horizonte de estudio**

El horizonte de estudio debe ser definido en períodos anuales, debido a que de ésta forma se abarcan las condiciones hidrológicas extremas de avenida y estiaje; adicionalmente, en períodos anuales se puede realizar el balance entre la energía firme y las ventas comprometidas al mercado de contratos. Se recomienda realizar el estudio en un horizonte que represente la duración de un contrato.

#### **3.2 Definición de parámetros para la proyección del mercado**

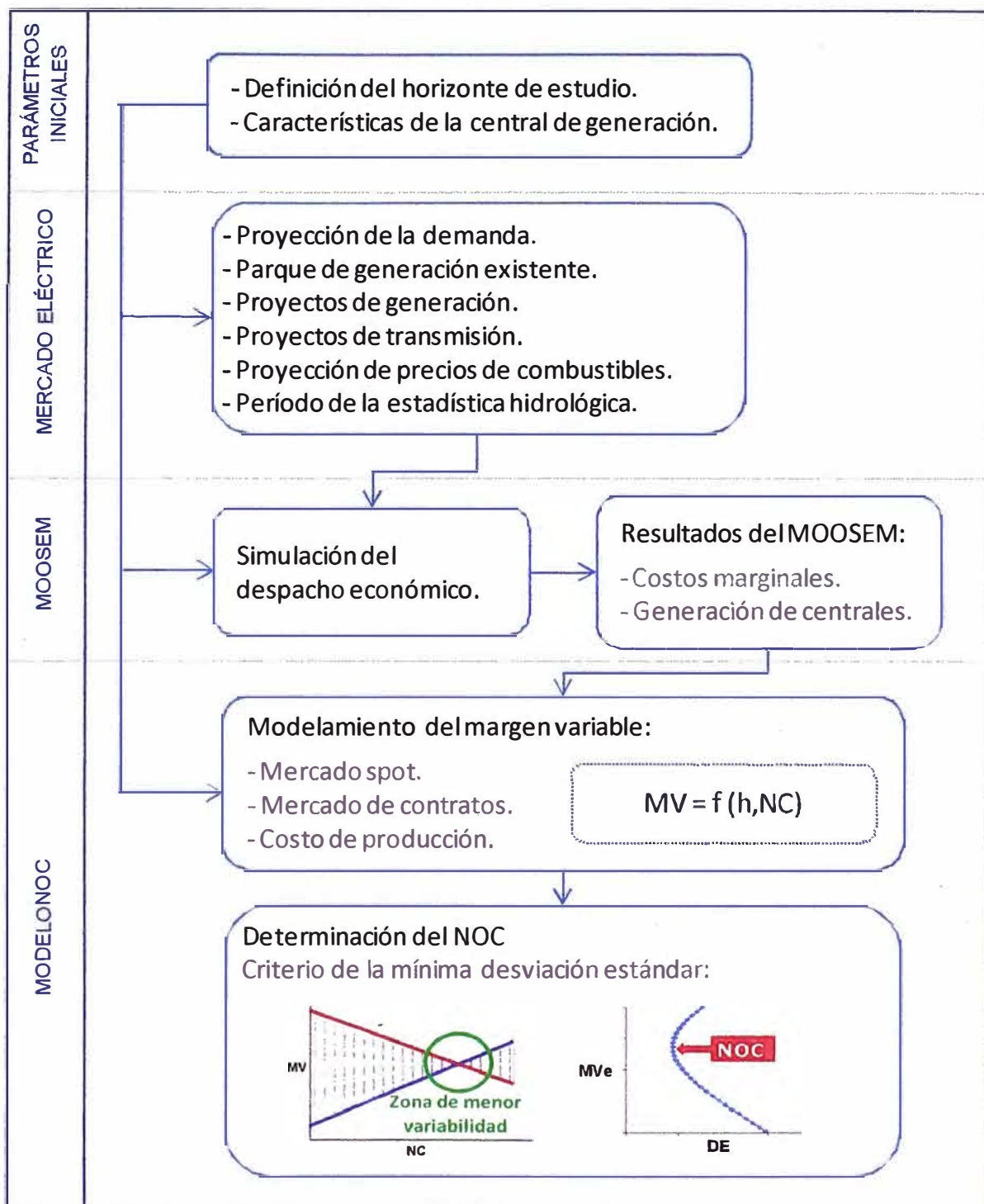
Las proyecciones del mercado principalmente nos brindan los costos marginales y la generación de centrales en el horizonte de estudio, estos datos serán utilizados en el cálculo del margen variable del Generador.

Adicionalmente, la proyección del mercado es una importante referencia para definir el precio de los compromisos contractuales futuros y el nivel de contratación como parte de la estrategia comercial de un Generador.

Las proyecciones que usualmente se realizan son de mediano y largo plazo, para ello se consideran las características actuales del mercado y se determinan hipótesis básicas para proyectarlo, estas consideraciones son las siguientes:

1. Proyección de la demanda global
2. Parque de generación existente.
3. Proyectos de generación.
4. Proyectos de transmisión.





**Figura 3.1** Metodología para la determinación del NOC

5. Proyección de precios de combustibles.

6. Información histórica de caudales hidrológicos.

A continuación se describe el desarrollo de cada hipótesis.

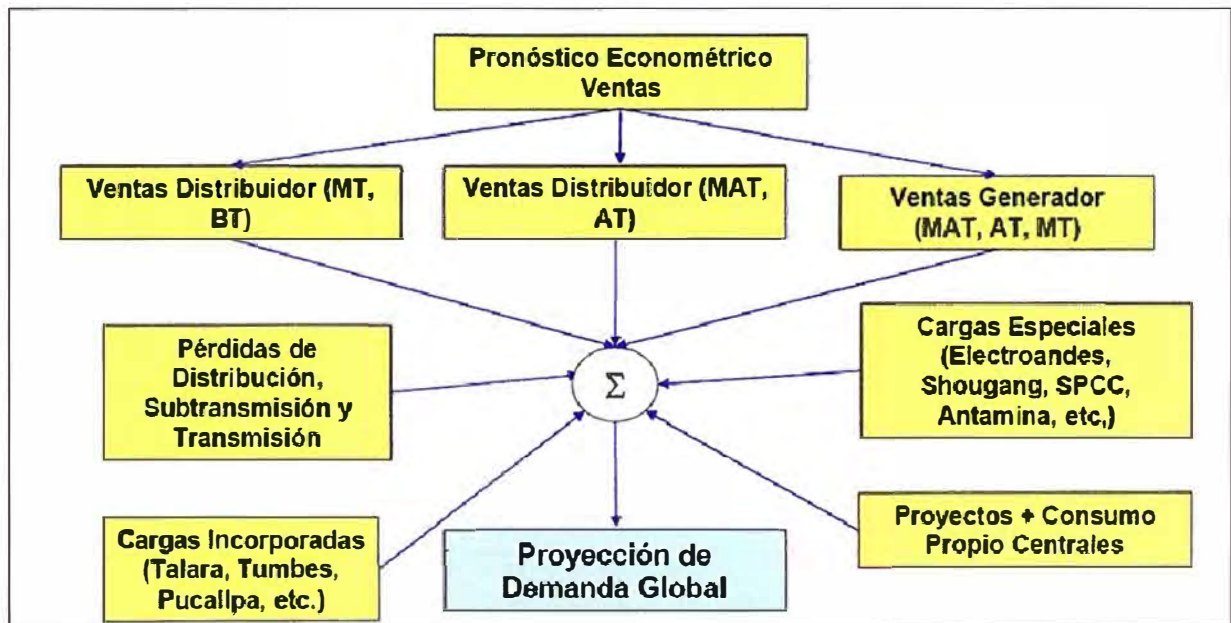
### 3.2.1 Proyección de la demanda global

En el presente trabajo se proyecta la demanda global (Figura 3.2) con la metodología que utilizan tanto el COES como el OSINERGMIN, la cual separa la demanda en cuatro componentes:

- a) La primera corresponde al pronóstico econométrico de las ventas de energía (proyección de la demanda vegetativa), para lo cual se utiliza un modelo que proyecta el consumo residencial y comercial.
- b) La segunda son las pérdidas de transmisión, transformación y distribución.
- c) La tercera es una proyección de cargas especiales, incorporadas y futuros proyectos basada en encuestas e información sobre el consumo eléctrico.
- d) La cuarta es el consumo propio de las centrales.

**Nota:** todos los valores están en unidades de energía (GWh).

Una vez obtenidos los resultados de los componentes, se suman obteniéndose la proyección de demanda global. Debido a que el modelo matemático de simulación del despacho del SEIN es multinodal, resulta necesario distribuir la demanda del sistema en cada una de sus barras de carga. Para ello se utilizan los factores de distribución desarrollada por el OSINERGMIN, que son utilizados en los cálculos de precios en barra.



**Figura 3.2** Proyección de demanda global

A continuación se describen las componentes mencionadas.

### a. Pronóstico econométrico de las ventas de energía

El modelo econométrico utilizado para calcular la demanda eléctrica futura, cuenta con dos correlaciones: 1) La ecuación del error y 2) la ecuación de la corrección del error.

#### a.1 Ecuación del error

Sus variables explicativas son el PBI (Producto bruto interno), la población y las tarifas de electricidad, según se muestra en la fórmula 3.1.

$$\text{LN}(V) = c_0 + m_1 * \text{LN}(\text{Población}) + m_2 * \text{LN}(\text{PBI}) + m_3 * \text{LN}(\text{Tarifas}) \quad (3.1)$$

Donde:

V: Ventas

LN(V):	Logaritmo natural de las ventas.
LN(Población):	Logaritmo natural de la población.
LN(PBI):	Logaritmo natural del PBI.
LN(Tarifas):	Logaritmo natural de las Tarifas de Energía.

### a.2 Ecuaciones de corrección de error

Estas se aprecian en la fórmula 3.2 y 3.3.

$$DLN(V) = d0+k1*DLN(PBI)+k2*DLN(V (-2))+k3*LN(Error(-1))+k4* D(D92) \quad (3.2)$$

$$LN(Error) = LN(V) - (c0 + m1*LN(Población) + m2*LN(PBI) + m3*LN(Tarifas)) \quad (3.3)$$

Donde:

V	Ventas
DLN(V):	Primera diferencia del logaritmo natural de las ventas.
DLN(PBI):	Primera diferencia del logaritmo natural del PBI.
DLN(V (-2)):	Segunda diferencia del logaritmo natural de las ventas.
LN(Error(-1)):	Logaritmo natural del error -1.
D(D92):	Primera diferencia de la variable ficticia Dummy 1992.
LN(Error):	Logaritmo natural del error.

### b. Pérdidas de Transmisión, Transformación y Distribución

Para obtener el valor de las pérdidas, el valor de V (Ventas) se distribuye en:

1. Ventas de Distribuidores en baja y media tensión.  $\rightarrow VBM = F1 * V$
2. Ventas de Distribuidores en alta y muy alta tensión  $\rightarrow VAM = F2 * V$
3. Ventas de Generadores en alta y muy alta tensión  $\rightarrow VG = F3 * V$

Donde los factores F1, F2 y F3 son valores históricos calculados por el OSINERGMIN y se cumple que:  $F1 + F2 + F3 = 1$ .

Las pérdidas se determinan con las fórmulas 3.4, 3.5 y 3.6:

$$PBM = ( VBM * FP1 ) / ( 1 - FP1 ) \quad (3.4)$$

$$PTT = [ FP2 / ( 1 - FP2 ) ] * [ VBM / ( 1 - FP1 ) + VAM ] \quad (3.5)$$

$$PT = [ FP3 / ( 1 - FP3 ) ] * [ ( E1 + VAM ) / ( 1 - FP2 ) + VG ] \quad (3.6)$$

Donde:

PBM = Pérdidas de distribución.

PTT = Pérdidas de transformación del nivel transmisión a distribución.

PT = Pérdidas de transmisión.

FP1 = Factor de pérdidas de distribución.

FP2 = Factor de pérdidas de transformación.

FP3 = Factor de pérdidas de transmisión.

Los factores de pérdidas de transmisión, transformación y distribución (FP1, FP2 y FP3) empleados en la presente proyección corresponden a las tasas de pérdida

calculadas por el OSINERGMIN basados en valores históricos, los cuales son utilizados en los cálculos de precios en barra.

### **c. Proyección de la Demanda de las Cargas Especiales, Incorporadas y Nuevos Proyectos**

Para realizar las proyecciones de las cargas a describir, se toman datos de fuentes como el COES, OSINERGMIN, MINEM, etc.

#### **c.1 Cargas Especiales**

Se caracterizan por ser, en su mayoría, cargas mineras con un alto factor de carga.

#### **c.2 Cargas incorporadas**

Son aquellos sistemas eléctricos que antes operaban en forma aislada y se han incorporado al SEIN progresivamente. Dado que en su mayoría se trata de cargas residenciales, se supuso que ostentarían tasas de crecimiento idénticas a las de la demanda vegetativa.

#### **c.3 Grande proyectos**

Son aquellas nuevas cargas que corresponden principalmente a grandes proyectos mineros o ampliaciones significativas de las actuales empresas mineras que demandarían considerables cantidades de energía eléctrica del sistema.

### **d. Consumo propio de centrales**

Representa el consumo de los sistemas auxiliares y los equipos necesarios para la operación de la central, y se calcula multiplicando el factor de consumo propio (calculado por el OSINERGMIN) por la demanda total de energía del SEIN.

### **3.2.2 Parque de generación existente**

Las características de las centrales térmicas e hidroeléctricas se basan en información del COES.

Las características más importantes de las centrales térmicas son:

- a) Potencia efectiva (MW)
- b) Tasa de indisponibilidad fortuita (%)
- c) Consumo específico (Ton/MWh, MMBTU/MWh)
- d) Precio de combustible (USD/Ton, USD/MMBTU)
- e) Costo variable no combustible (USD/MWh)
- f) Barra de inyección.

Mientras que las centrales hidroeléctricas en el modelo MOOSEM son modeladas de dos formas, sus características son:

#### **a. Para las centrales hidroeléctricas con embalses modelados:**

- i. Potencia máxima (MW),
- ii. Rendimiento (MW-s/m<sup>3</sup>),

- iii. Caudal máximo de aducción (m<sup>3</sup>/s),
- iv. Matriz de caudales históricos (m<sup>3</sup>/s),
- v. Tasa de indisponibilidad fortuita (%),
- vi. Canon del agua (USD/MWh)
- vii. Barra de inyección

**b. Para el resto de centrales hidroeléctricas:**

- i. Potencia máxima (MW),
- ii. Matriz de potencias pre-operadas históricas (MW),
- iii. Tasa de indisponibilidad fortuita (%),
- iv. Canon del agua (USD/MWh) y
- v. Barra de inyección.

**3.2.3 Proyectos de generación**

Se consideran los proyectos de generación que tienen gran probabilidad de ingresar en operación comercial en el horizonte de estudio, es decir aquellos que se encuentran en etapa de construcción y aquellos que cuentan con compromisos sustentados. Esta información es tomada de estudios del COES, OSINERGMIN y MINEM.

**3.2.4 Proyectos de transmisión**

Al igual que los proyectos de generación, se consideran aquellos que tienen gran probabilidad de ingresar en operación en el horizonte de estudio, es decir aquellos que se encuentran en etapa de construcción, que cuentan con compromisos sustentados y que se encuentran incluidos en el Plan de Transmisión. Esta información es tomada de estudios del COES, OSINERGMIN y MINEM.

**3.2.5 Proyección de precios de combustibles**

Se consideran los precios de:

- a) El gas natural
- b) Los combustibles líquidos y el carbón

Los cuales son descritos a continuación.

**a. Precios del Gas Natural**

El consumo de gas natural genera costos por suministro, transporte y distribución. Asimismo, para el despacho, las centrales declaran al COES cada uno de los precios relativos al gas natural, sin embargo, los precios declarados no siempre son iguales a los que realmente paga el Generador por cada servicio. Se describe a continuación las consideraciones para la proyección de cada precio, las cuales son:

- i. Precio de Suministro del Gas Natural
- ii. Precio de Transporte del Gas Natural
- iii. Precio de Distribución del Gas Natural

#### iv. Declaración de Precios de Gas Natural para el despacho

##### a.1 Precio de suministro del gas natural

Los contratos vigentes de suministro de gas natural de Camisea señalan que los precios de realización entre los generadores y el productor deben ser indexados con la inflación de maquinaria en campos petrolíferos y al aumento de los precios de los combustibles en Estados Unidos, en una proporción de 60% y 40%. También, dichos contratos establecen que hasta el 2013, el incremento acumulado anual del precio de realización no podrá ser mayor al 5%, mientras que durante los 5 años siguientes, el incremento no podrá ser mayor al 7%.

A continuación se muestra la metodología para la proyección del precio del Gas Natural en boca de pozo:

- a) Se define la proyección de la inflación americana.
- b) Se proyecta el precio de petróleo internacional (WTI).
- c) Se proyecta el índice WPU05 correlacionándolo con el WTI.
- d) Se proyecta el índice WPS1191 correlacionándolo con el índice CUUR0000SA0.
- e) Se calcula el factor de ajuste para cada año del horizonte de estudio, fórmula 3.7:

$$F_{an} = 60\% * [ I_{1n} / I_{1o} ] + 40\% * [ I_{2n} / I_{2o} ] \quad (3.7)$$

Donde:

I<sub>1n</sub>: corresponde al promedio del índice WPS1191 de los últimos 12 meses anteriores a la fecha de actualización.

I<sub>1o</sub>: corresponde al promedio del índice WPS1191 de los 12 meses anteriores a la fecha de la fijación del precio base.

I<sub>2n</sub>: corresponde al promedio del índice WPU05 de los últimos 12 meses anteriores a la fecha de actualización.

I<sub>2o</sub>: corresponde al promedio del índice WPU05 de los 12 meses anteriores a la fecha de la fijación del precio base.

- f) Se calcula el factor de ajuste máximo anual de la siguiente manera. Fórmula 3.8:

$$F_{Amaxn} = P_{gn-1} * ( 1 + F_{im} ) \quad (3.8)$$

Donde:

P<sub>gn-1</sub>: Precio del Gas Natural en boca de pozo del año anterior.

F<sub>im</sub>: Factor de incremento máximo anual, que hasta el 2013 no podrá ser mayor a 5%, mientras que durante los 5 años siguientes, el incremento no podrá superar el 7%.

- g) Se calcula el Factor de ajuste adoptado para al año n como el menor entre el factor de ajuste y el factor de ajuste máximo para dicho año:

$$F_{ADn} = \min ( F_{An} , F_{Amaxn} ) \quad (3.9)$$

h) Se calcula el precio del Gas Natural en boca de pozo (PSn) para al año n como el producto ente el precio base y el factor de ajuste adoptado:

$$PSn = \text{Precio base} * FADn \quad (3.10)$$

Donde el precio base corresponde a 1 USD/MMBTU.

### **a.2 Precio de transporte de gas natural**

El precio de transporte de gas natural corresponde a la Tarifa Base Red Principal y es igual a 31,4384 USD/millar m<sup>3</sup>. Este valor se actualiza con el cociente de los valores del índice PPI WPSSOP3500, correspondientes al último publicado el primero de marzo de cada año y al del año en que se ofertó el costo del servicio.

Se cumple que el Precio de Transporte de Gas Natural (PT) se calcula de la siguiente manera:

$$PT = TRP * FATn \quad (3.11)$$

$$FATn = PPI_n / PPI_o \quad (3.12)$$

Donde:

PT: Precio de Transporte de Gas Natural en el año n.

TRP: Tarifa base de red principal.

FATn: Factor de actualización del precio de transporte del año n.

PPI<sub>n</sub>: Valor del índice PPI en el año n.

PPI<sub>o</sub>: Valor del índice PPI en el año inicial.

Si bien es cierto, el precio de transporte de gas natural se actualiza con el valor del índice PPI, este valor del PPI crece en función de la inflación USA, por lo tanto en términos reales, el precio de transporte real se puede considerar constante.

Por otro lado, las centrales térmicas que utilizan gas natural firman usualmente dos tipos de contratos con la empresa transportadora de gas natural, estos contratos son:

- a) Por servicio firme y
- b) Por servicio interrumpible.

El precio por servicio firme es el mencionado arriba como PT, mientras que el precio por servicio interrumpible (PTI) se calcula como sigue:

$$PTI = PT / 0.9 \quad (3.13)$$

### **a.3 Precio de distribución de gas natural**

En la actualidad sólo las centrales de generación que se encuentran dentro de Lima tienen contrato con la empresa Distribuidora de Gas Natural. Estas centrales son la C.T. Ventanilla y la C.T. Santa Rosa, el precio corresponde al Precio Base de red principal de distribución es igual a 5,1755 USD/millar m<sup>3</sup>, el cual es actualizado de la misma forma que el precio de transporte de gas natural, y por lo tanto se puede mantener constante en términos reales.

#### **a.4 Declaración de Precios de Gas Natural para el despacho**

La regulación vigente permite que los Generadores declaren anualmente precios distintos a los que se establecen en sus contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, sin embargo el COES se encarga de verificar que dicho precio único (declarado) no supere el valor máximo definido como el precio total que efectivamente paga la central por suministro, transporte y distribución de gas natural. De esta manera, el precio efectivamente considerado para el despacho, es el que resulte menor entre el precio de realización y el precio declarado.

En cuanto a las centrales que utilizan el gas natural de Camisea, se puede observar que tienden a declarar como precio total, sólo el precio de suministro. Esto se debe a que en el contrato de transporte firme existe una cláusula de “Ship por pay”, en el cual se indica que el Generador pagará mensualmente como mínimo la Capacidad Reservada Diaria (CRD) aún lo utilice o no.

La declaración de precios de gas natural se realiza en el mes de julio de cada año, se puede asumir que los Generadores declaran sólo el precio de suministro de gas natural.

#### **b. Precios de combustibles líquidos y carbón**

En lo referente a los combustibles líquidos, el precio se correlaciona con el WTI. En relación al precio del carbón que utiliza la C.T. Ilo 2, se utiliza el precio vigente, y se estima un valor para el horizonte de estudio de acuerdo a estimaciones del costo internacional del carbón.

#### **3.2.6 Período de la estadística hidrológica**

Se define la cantidad de años de la estadística hidrológica a ser utilizada en el modelo matemático, esta información está disponible desde el año 1965. El modelo matemático simula la secuencia de las hidrologías aleatoriamente, hace combinaciones con cada año de la estadística hidrológica y forma secuencias hidrológicas. Para ello se define un factor de secuencias. La cantidad de secuencias hidrológicas será igual al producto de la cantidad de años de la estadística hidrológica y el factor de secuencias.

#### **3.3 Simulación del despacho económico de las centrales**

Es necesario realizar la simulación del despacho económico en un horizonte de estudio más amplio del cual se está analizando, de tal forma que el modelo matemático realice una buena optimización del recurso hídrico.

La información descrita en el punto 3.2 se ingresa al modelo matemático en sus respectivos archivos de entrada. En el presente trabajo se utiliza el modelo MOOSEM para la simulación del despacho económico, las características del modelo se encuentran detalladas en el Anexo C.

El modelo matemático procesa la información y arroja resultados en el horizonte de



estudio establecido. Estos resultados son: 1) El Costo marginal esperado en cada barra simulada y 2) La generación esperada de cada unidad de generación simulada.

Los siguientes tablas (3.1, 3.2 y 3.3) muestran ejemplos del ingreso de datos en el modelo MOOSEM, tanto para la Demanda como para la Oferta.

Se ingresa la demanda de cada barra, en cada mes del año y por bloque horario.

**Tabla 3.1** Ingreso de datos de demanda en el archivo X.dem (Demanda)

Barra	Año	Mes	Potencia (MW) Bloque 1	Potencia (MW) Bloque 2	Potencia (MW) Bloque 3
Barra 1	2010	1	145.94	143.57	144.30
Barra 1	2010	2	96.35	94.76	95.25
Barra 1	2010	3	92.50	90.90	91.37
		⋮			
Barra 1	2019	12	93.50	90.90	91.37
Barra 2	2010	1	34.58	30.00	30.00
Barra 2	2010	2	34.58	30.00	30.00
Barra 2	2010	3	34.58	30.00	30.00
		⋮			
Barra n	2019	12	105.50	90.90	91.37

**Tabla 3.2** Ingreso de datos de Centrales Hidroeléctricas en X.dat (Oferta)

Central	Año Ingreso	Mes Ingreso	Caudal de diseño (m3/seg)	Rendimiento (MW-seg/m3)	Barra de inyección
Central 1	2008	1	200	1.72	Socabaya 220kV
		⋮			
Central n	2011	3	30	1.02	Carhuaquero 220kV

**Tabla 3.3** Ingreso de datos de Centrales Térmicas en X.dat (Oferta)

Central	Año Ingreso	Mes Ingreso	Potencia Efectiva (MW)	Tipo de Combustible	Consumo Específico (MMBTU/MWh) (Ton/MWh)	Barra de inyección
Central 1	2008	1	174.6	Gas Natural	10.1	Chilca 220
Central 2	2008	1	20.4	Diesel	0.342	Trujillo 220
Central 3	2008	1	18.6	Residual	0.349	Piura 220
		⋮				
Central n	2008	1	142.0	Carbón	0.361	Sur

Los resultados del modelo matemático son mostrados en las siguientes tablas. El Costo marginal esperado en cada barra simulada, para cada bloque horario y secuencia hidrológica es mostrado en la Tabla 3.4, en unidades de (USD/MWh).

**Tabla 3.4** Costo marginal esperado

Barra	Secuencia hidrológica	Bloque horario	Ene-10	...	Dic-19
1	1	1	20.6		20.6
1	1	2	13.5		19.4
1	1	3	13.5		13.5
1	2	1	20.6		20.6
1	2	2	13.5		19.4
1	2	3	13.5		19.4
1	3	1	20.6		20.6
1	3	2	13.5		19.4
1	3	3	13.5		13.5
⋮					
n	n	3	13.5		14.5

La generación esperada de cada unidad de generación simulada, para cada bloque horario y secuencia hidrológica, es mostrada en la Tabla 3.5. En unidades de (GWh).

**Tabla 3.5** Generación esperada

Central	Secuencia hidrológica	Bloque horario	Ene-10	...	Dic-19
1	1	1	120.6		120.6
1	1	2	113.5		119.4
1	1	3	113.5		113.5
1	2	1	120.6		120.6
1	2	2	113.5		119.4
1	2	3	113.5		119.4
1	3	1	120.6		120.6
1	3	2	113.5		119.4
1	3	3	113.5		113.5
⋮					
n	n	3	113.5	...	114.5

### 3.4 Modelamiento del Margen Variable

En el presente informe se ha desarrollado un modelo denominado Nivel Óptimo de Contratación (modelo NOC), el cual es utilizado para modelar el MV y determinar el nivel óptimo de contratación. Si bien es cierto que en el punto 2.2.3 del capítulo anterior, se definió que el margen variable está compuesto por los ingresos y egresos asociados a la energía y potencia, para la determinación del nivel óptimo de contratación, es conveniente considerar sólo los ingresos y egresos por energía, ya que lo concerniente a la potencia no depende de la hidrología, por lo tanto, en adelante el margen variable

estará relacionado sólo a la energía. El MV está compuesto por:

1. Valorización por inyección de energía al mercado spot (VES).
2. Costo de producción (CP).
3. Venta de energía por contratos (VEC).
4. Valorización por retiro de energía en el mercado spot (RES).

A continuación se describe el modelamiento de cada componente del MV de una central de generación a gas natural:

### 3.4.1 Valorización por inyección de energía al mercado spot

Corresponde al ingreso que recibe el Generador por la energía que inyecta al SEIN, se dio una breve explicación en el punto 2.2.2-a.1. El modelo matemático entrega los resultados por bloque horario y mes (se modelan 3 bloques, horas de punta, media y base), por lo tanto, para modelar este ingreso, se realiza el producto de la energía generada de la central y el costo marginal de la barra de inyección en el mismo bloque horario y mes, y luego se procede a hacer la sumatoria.

$$VES = \sum_{m=1}^m \sum_{i=1}^3 EP_i^m \times CMgi_i^m \quad (3.14)$$

$EP_i^m$  : Energía producida por la central en el bloque horario  $i$  y mes  $m$ .

$CMgi_i^m$  : Costo marginal en la barra de inyección en el bloque horario  $i$  y mes  $m$ .

### 3.4.2 Costo de producción

#### a. Pago por suministro de gas natural

Las Generadoras firman un contrato con el Productor de Gas Natural, en la cual se establecen: a) la Capacidad diaria máxima (CDM), b) Capacidad diaria contractual (CDC), c) "Take or Pay" o "Toma o Pagã" que es un porcentaje de la CDC que indica que se paga por un volumen de gas como mínimo aunque este no se consuma, y d) El factor de descuento aplicable al precio de gas natural en boca de pozo. Asimismo, existen cláusulas de "Make Up" y "Carry Forward" que minimizan el efecto del "Take or Pay", por esta razón, se puede considerar que el pago por suministro de gas natural depende directamente del consumo, y se puede calcular con la siguiente relación:

$$\text{Pago por Suministro de gas natural} = PS * FDS * Vol \quad (3.15)$$

PS: Precio del gas natural en boca de pozo.

FDS: Factor de descuento de suministro (depende de las cantidades de CDC y "Take or Pay" que se establezcan en el contrato Generador-Productor).

Vol: Volumen de gas consumido (se calcula multiplicando la energía generada por el consumo específico de la central).

### b. Pago por el servicio de transporte de gas natural

Las Generadoras firman dos contratos con el Transportador de Gas Natural.

El primero, es el contrato por servicio firme en la cual se establece: a) la capacidad reservada diaria (CRD) con modalidad de “Ship or Pay” o “Transporta o Paga” que quiere decir que se paga por un volumen de gas como mínimo aunque no se transporte, donde para un determinado mes del año  $n$  se calcula como sigue:

$$\text{Pago por servicio firme} = PT * (FDT) * CRD * 365/12 \quad (3.16)$$

PTn: Precio de transporte de gas natural.

FDT: Factor de descuento de transporte que corresponde al factor de adelanto de la Garantía de Red Principal (GRP).

CRD: Capacidad Reservada Diaria.

El segundo, es el contrato por servicio interrumpible, el cual se paga cuando el volumen transportado requerido por el Generador supera la CRD, donde para un determinado mes del año  $n$  se calcula como sigue:

$$\text{Pago por servicio interrumpible} = (PT/0.9) * (FDT) * CRD * 365/12 \quad (3.17)$$

### c. Pago por el servicio de distribución de gas natural

De manera similar al pago por servicio de transporte, el pago por servicio de distribución tiene una parte fijo y otra variable, se puede representar por la siguiente fórmula:

$$\text{Pago por distribución} = PF * CC + PV * \text{Exceso} \quad (3.18)$$

PF: Precio de distribución que remunera el margen fijo.

CC: Capacidad contratada (volumen de gas natural fijo contratado).

PV: Precio de distribución que remunera el margen variable.

Exceso: Diferencia entre el volumen consumido y el volumen contratado (CC).

#### 3.4.3 Venta de energía por contratos

El ingreso por venta de energía a clientes se puede modelar con la siguiente relación:

$$VEC = \sum_{c=1}^c \left( \sum_{m=1}^m EChp_c^m \times PEhp_c + \sum_{m=1}^m EChfp_c \times PEhfp_c \right) \quad (3.19)$$

$EChp_c^m$ : Energía retirada en horas de punta por el cliente  $c$  en el mes  $m$ .

$EChfp_c^m$ : Energía retirada en horas fuera de punta por el cliente  $c$  en el mes  $m$ .

$PEhp_c$ : Precio de energía en horas de punta del cliente  $c$ .

$PEhfp_c$ : Precio de energía en horas fuera de punta del cliente  $c$ .

#### 3.4.4 Valorización por retiro de energía en el mercado spot

Corresponde al pago que realiza el Generador por la energía retirada por el cliente, se

dio una breve explicación en el punto 2.2.2-a.1. Se modela con la siguiente relación:

$$RES = \sum_{c=1}^c \sum_{m=1}^m \sum_{i=1}^3 EC_{i,c}^m \times CMgr_{i,c}^m \quad (3.20)$$

$EC_{i,c}^m$ : Energía retirada por el cliente c en el bloque horario i y mes m.

$CMgr_{i,c}^m$ : Costo marginal en la barra de retiro del cliente c en el bloque horario i y mes m.

### 3.4.5 El MV como función de la secuencia hidrológica y el nivel de contratación

Uniando las ecuaciones desde la 3.14 hasta la 3.20, el MV puede ser representado con la ecuación 3.21, considerando: que se analiza un período anual, que se tiene un solo cliente, que el costo de producción es variable en función al despacho de la central, que la central tiene una unidad de generación, que el costo marginal y la energía que genera la central es función de la secuencia hidrológica, que el retiro de energía del cliente es función del nivel de contratación.

$$MV = f(h, NC) = \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^3 \left[ EP(h)_i^m \times (CMgi(h)_i^m - CV) + EC(NC)^m \times (PE - CMgr(h)_i^m) \right] \quad (3.21)$$

Donde:

h: secuencia hidrológica.

NC: nivel de contratación.

$EP(h)_i^m$ : Energía producida por la central en el bloque i, mes m, en función de la secuencia hidrológica (GWh).

$CMgi(h)_i^m$ : Costo marginal en la barra de inyección en el bloque i, mes m, en función de la secuencia hidrológica (USD/MWh).

CV: Costo variable de la central (USD/MWh).

$EC(NC)^m$ : Energía retirada por el cliente en el mes m, en función del nivel de contratación (GWh).

PE: Precio de energía del cliente (USD/MWh).

$CMgr(h)_i^m$ : Costo marginal en la barra de retiro del cliente en el bloque i, mes m, en función de la secuencia hidrológica (USD/MWh).

El modelo NOC calcula los valores del MV en función de todas las secuencias hidrológicas simuladas y todos los niveles de contratación modelados. Por ejemplo, si fijamos un nivel de contratación, se obtienen los valores del MV por cada secuencia hidrológica, ello puede ser graficado como una función de probabilidad o como una serie de valores puntuales. Ver Figura 3.3.

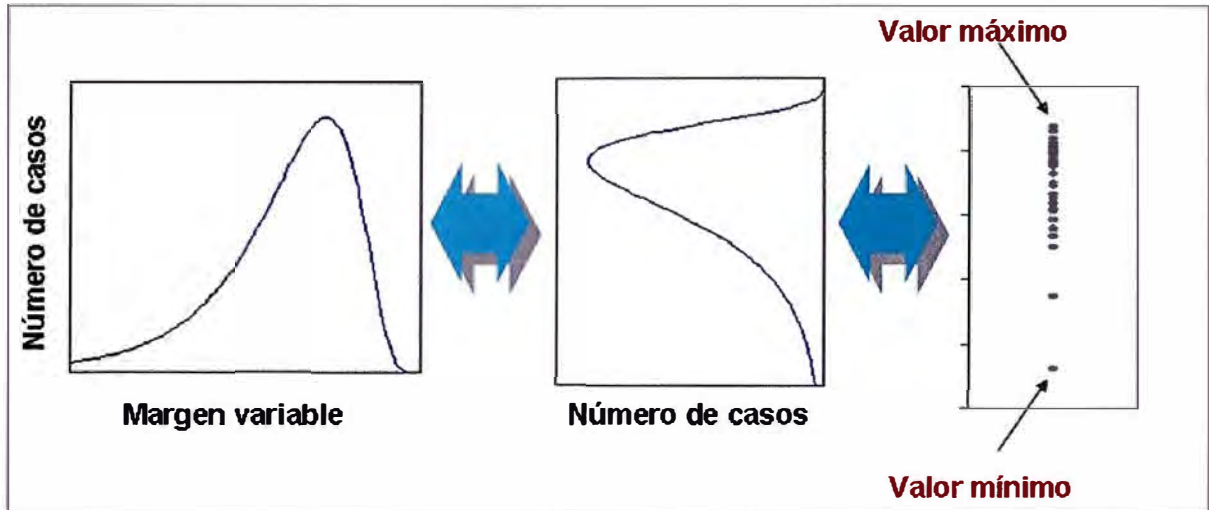


Figura 3.3 Margen Variable por secuencia hidrológica

En la parte izquierda de la figura, se observa la función de probabilidad del MV, donde se aprecia que existe un valor con mayor probabilidad de ocurrencia, y en la sección derecha de la figura se aprecia una serie de datos, donde cada punto representa el valor del MV correspondiente a cada secuencia hidrológica.

El promedio de estos datos será el MV esperado, además se puede medir el grado de dispersión o variabilidad respecto del promedio calculando la desviación estándar de la serie de datos.

El modelo NOC utiliza una cantidad definida de niveles de contratación; en la ecuación 2.3 se definió el nivel de contratación como la relación porcentual entre la potencia media que retira del cliente (PMc) y la potencia efectiva de la unidad de generación (PE); de acuerdo a esta definición, se pueden fijar incrementos porcentuales de 2% ó 5%, partiendo desde 0%.

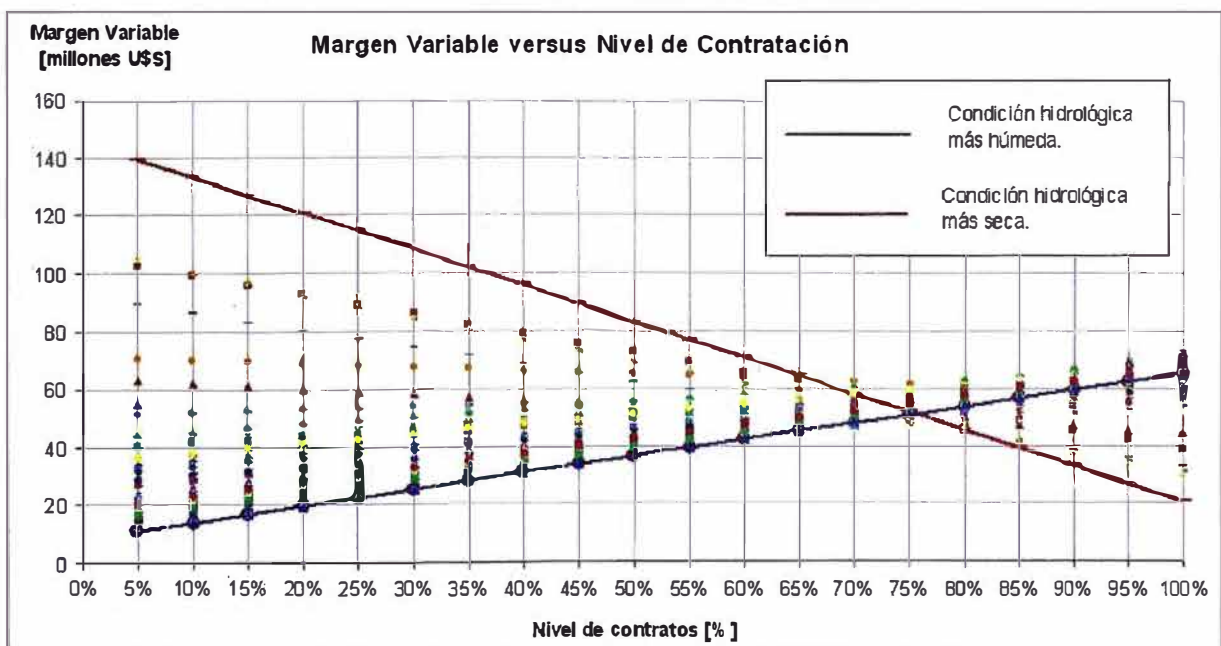


Figura 3.4 Margen Variable vs. Nivel de contratación

Luego de definidos los niveles de contratación, el modelo NOC procede a calcular los valores del MV que corresponden a cada nivel de contratación. Uniendo los valores de MV por cada nivel de contratación y secuencia hidrológica, se obtiene el gráfico mostrado en la figura 3.4.

En el eje de las abscisas se encuentran los distintos niveles de contratación mientras que en el eje de las ordenadas se encuentra el MV. Para un determinado nivel de contratación, cada punto representa el MV correspondiente a cada secuencia hidrológica. Como se puede observar, los valores del MV de una determinada secuencia hidrológica forman una recta con pendiente al avanzar en el eje de las abscisas, de este modo se han resaltado las rectas para las condiciones de hidrología extrema, la más húmeda y la más seca.

### **3.5 Determinación del nivel óptimo de contratación**

En el presente trabajo se determina el nivel óptimo de contratación con el modelo NOC, el cual está basado en el criterio de mínima desviación estándar definido en el punto 2.3.5-a. A continuación se describe el proceso de dicho cálculo en el modelo NOC.

i. Se fija un nivel de contratación, obteniéndose una serie de valores del MV por cada secuencia hidrológica (ver figura 3.3).

ii. Se calcula la desviación estándar para la serie de datos obtenido en i.

iii. Se repite el paso i y ii, pero esta vez con cada nivel de contratación definido previamente.

iv. De este modo hemos obtenido un valor de desviación estándar para cada nivel de contratación.

v. Seleccionar aquel nivel de contratación con el cual se obtenga la mínima desviación estándar, es decir menor dispersión respecto del valor promedio.

De este modo, se puede graficar la desviación estándar correspondiente a cada nivel de contratación, a modo de ejemplo en la Figura 3.5 se muestra un gráfico del MV por hidrología y la desviación estándar versus el nivel de contratación. En el ejemplo la menor desviación estándar corresponde a un nivel de contratación entre 70% y 80%.

Asimismo, en la figura 3.6 se muestra el gráfico del MV esperado versus la desviación estándar, donde cada punto perteneciente a la curva representa un nivel de contratación.

Se observa que, partiendo del punto sin contratos, mientras se incrementa el nivel de contratación el MV también aumenta (debido a que el precio de energía del contrato es adecuado) y la desviación estándar disminuye; sin embargo, si se sigue incrementando la venta de energía por contratos, llegamos a un punto de la curva que corresponde a la mínima desviación estándar y a partir de este punto la desviación estándar comienza a incrementarse; de esta manera también se puede encontrar el nivel óptimo de



contratación.

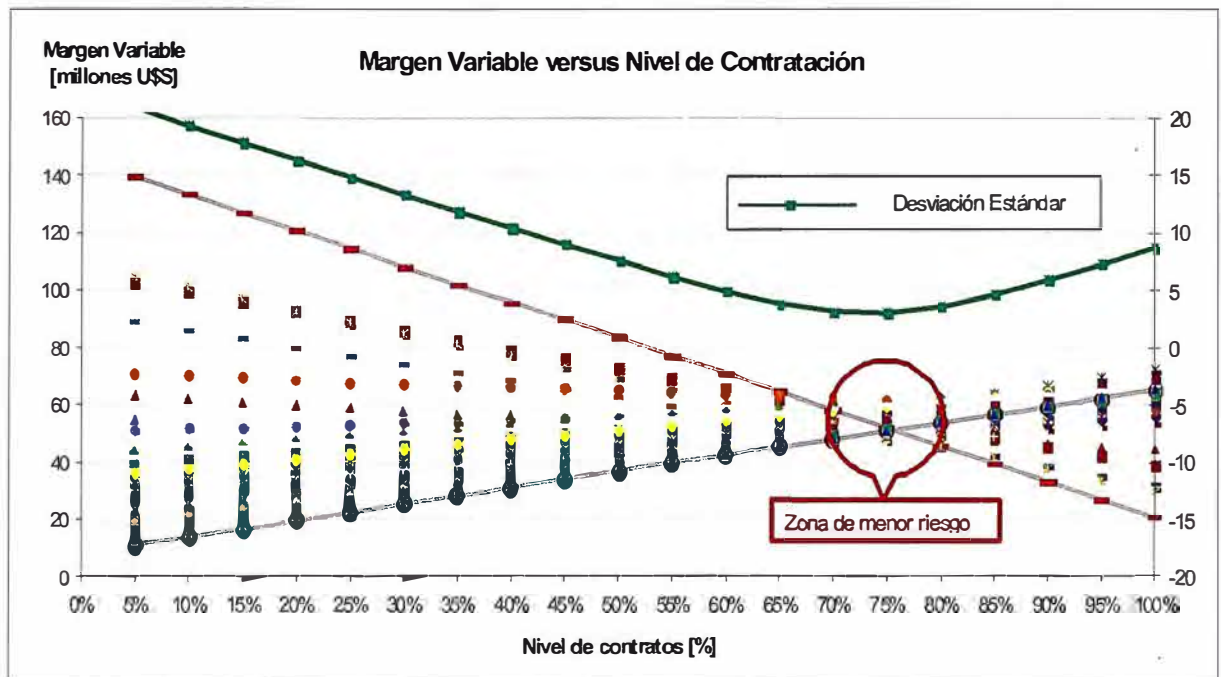


Figura 3.5 Desviación estándar del MV para cada nivel de contratación

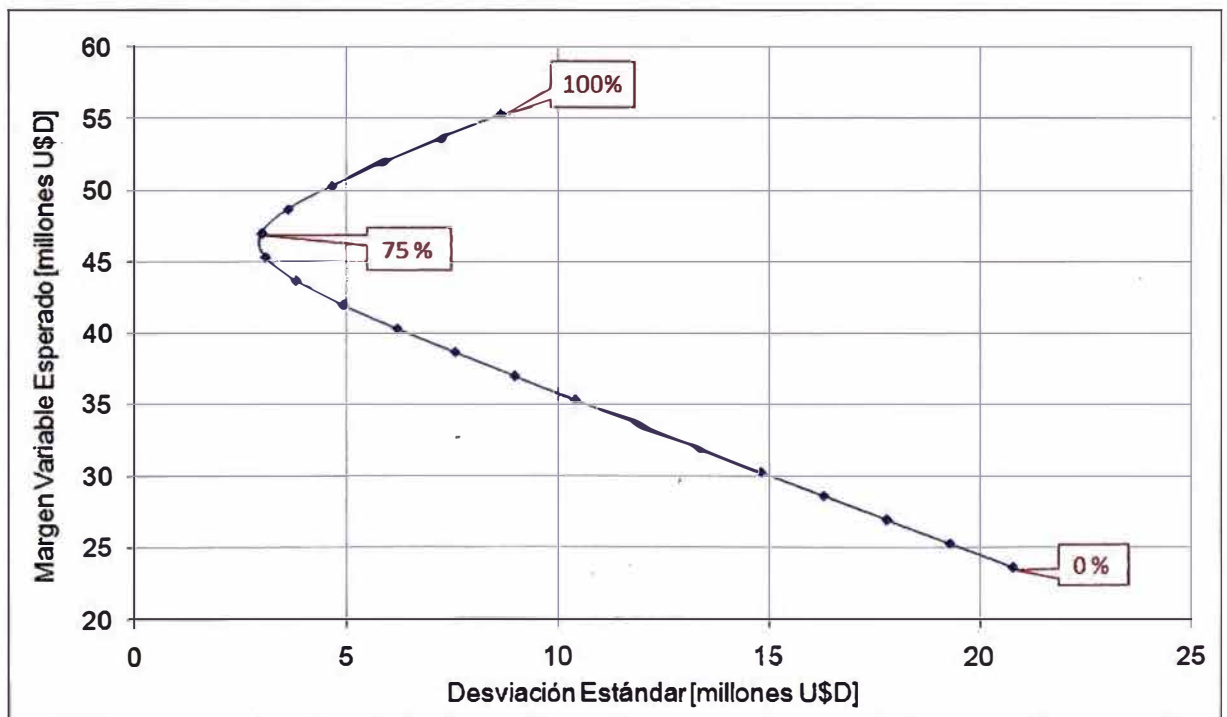


Figura 3.6 MV promedio vs. Desviación Estándar



## **CAPÍTULO IV**

### **APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS**

En el presente capítulo se presenta el desarrollo de los cálculos para la determinación del nivel óptimo de contratación de una central térmica a gas natural, aplicando la metodología descrita en el capítulo anterior.

Se calculará el nivel óptimo de contratación de dos centrales a gas natural: una de ciclo simple, y otra de ciclo combinado que ingresan a operar paralelamente al mercado eléctrico peruano. Para ello se seguirán los pasos descritos en el capítulo anterior.

#### **4.1 Horizonte de estudio**

El horizonte de estudio corresponde al período comprendido entre el año 2012 y el año 2016, debido a que se considera que el Generador desea suscribir un contrato de venta de energía con un cliente por cinco años.

#### **4.2 Definición de parámetros para la proyección del mercado**

En primer lugar se determinan los parámetros para la proyección del mercado, luego esta información se introduce al modelo matemático para obtener las variables del mercado (costos marginales y generación de centrales). A continuación se describe el desarrollo de cada hipótesis:

##### **4.2.1 Proyección de la demanda global**

La demanda global está compuesta por:

- a. Pronóstico econométrico de las ventas de energía.
- b. Pérdidas de transmisión, transformación y distribución.
- c. Proyección de cargas especiales, incorporadas, futuros proyectos.
- d. Consumo propio de las centrales.

A continuación se describen los cálculos y consideraciones de cada componente:

##### **a. Pronóstico econométrico de las ventas de energía**

Como se mencionó en el Capítulo 3, el modelo econométrico requiere de datos históricos como: el PBI, la población, las tarifas de electricidad y las ventas de energía. Esta información fue tomada del Caso Base N° 7 de la empresa Kallpa Generación, que a su vez se basó en estimaciones de bancos y empresas consultoras.

La tabla 4.1 muestra la proyección del crecimiento del PBI.

**Tabla 4.1** Proyección del crecimiento del PBI

Año	2010	2011	2012	2013-2016
Crecimiento PBI (%)	6.5%	5.5%	5.8%	6.0%

A continuación se muestra el valor de cada coeficiente utilizado en la ecuación de error (Fórmula 3.1) y las ecuaciones de corrección de error (Fórmulas 3.2 y 3.3):

**Tabla 4.2** Tabla de Coeficientes de la Ecuación de Error

m3	m2	m1	c0
-0.0794	0.7238	1.6359	-15.3509

**Tabla 4.3** Tabla de Coeficientes de las Ecuaciones de Corrección de Error

k4	k3	k2	k1	d0
-0.0916	-0.4697	-0.1629	0.5882	0.0362

La tabla 4.4 muestra el resultado de la proyección econométrica, en la columna Ventas (GWh) se muestra la proyección de las ventas de energía que resultó del modelo:

**Tabla 4.4** Proyección de las Ventas de Energía

Año	Población	PBI	Tarifas	Ventas	%	%	%
	Miles	Millones de S/.	Ctvs USD/kWh	GWh	DPob	DPBI	DVentas
2010	26760	191968	8.23	21322	1.35%	6.6%	6.3%
2011	27117	203486	8.23	22913	1.33%	6.0%	7.5%
2012	27473	215695	8.23	24349	1.31%	6.0%	6.3%
2013	27828	228637	8.23	25876	1.29%	6.0%	6.3%
2014	28183	242355	8.23	27591	1.27%	6.0%	6.6%
2015	28536	256896	8.23	29383	1.25%	6.0%	6.5%
2016	28888	272310	8.23	31259	1.23%	6.0%	6.4%

#### **b. Pérdidas de Transmisión, Transformación y Distribución**

Con lo explicado en el capítulo anterior (3.2.1-b) se calculan las pérdidas de transmisión, transformación y distribución, y se obtiene la demanda de entrada a nivel de transmisión. El resultado es mostrado en la Tabla 4.8.

#### **c. Proyección de la demanda de las cargas especiales, incorporadas y nuevos proyectos**

Las tablas 4.5, 4.6 y 4.7 muestran la demanda de las cargas especiales, incorporadas y nuevos proyectos. Finalmente, la tabla 4.8 muestra la proyección de la demanda global (GWh) y cada una de sus partes componentes, las cuales son: las ventas de energía descritas en a); las pérdidas descritas en b); la proyección de demanda de las cargas especiales, incorporadas y nuevos proyectos descritos en c), así como el consumo propio de centrales y la disminución de pérdidas de REP.

**Tabla 4.5 Cargas Especiales (GWh)**

<b>Año</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
ELECTROANDES	814	1,358	1,358	1358	1358	1358	1358
SHOUGESA	319	428	428	428	428	428	428
ANTAMINA	707	707	707	707	707	707	707
SOUTHERN	1,630	1,630	1,630	1630	1630	1630	1630
CERRO VERDE	307	307	307	307	307	307	307
TINTAYA BHP	266	266	266	266	266	266	266
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	108	108	109	109	110	111	111
CALLALI	99	123	123	124	124	125	125
CEMENTOS YURA	114	114	114	114	114	114	114
YANACOCHA (nuevo)	485	485	485	485	485	485	485
HUARON	72	72	72	72	72	72	72
CERRO VERDE (Socabaya)	987	987	987	987	987	987	987
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	123	123	123	123	123	123	123
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	166	192	220	220	220	220	220
<b>Total Cargas Especiales</b>	<b>6,198</b>	<b>6,901</b>	<b>6,929</b>	<b>6,931</b>	<b>6,932</b>	<b>6,933</b>	<b>6,934</b>

**Tabla 4.6 Cargas Incorporadas (GWh)**

<b>Año</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Talara	113	116	119	122	125	128	131
Tumbes	134	137	139	142	145	148	151
Yura-Cachimayo	183	183	183	183	183	183	183
Joya, San Camilo y Siguan (Arequipa)	39	39	39	39	39	39	39
Pucallpa	181	186	192	198	203	210	216
Bagua - Jaen	12	12	13	13	13	13	13
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	-	-	170	164	170	180	191
Puerto Maldonado	36	39	39	41	43	46	49
<b>Total Cargas Incorporadas</b>	<b>697</b>	<b>711</b>	<b>894</b>	<b>901</b>	<b>922</b>	<b>946</b>	<b>972</b>

**Tabla 4.7 Industrias y Proyectos Nuevos (GWh)**

	<b>Empresa</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Proyectos de Ampliación</b>	Yura – Ampliación	0	105	105	105	105	105
	Refinería Cajamarquilla - Ampliación	692	769	769	769	769	769
	Shougang Hierro Perú	0	147	506	863	1025	1029
	Minera El Brocal - Ampliación	0	55	55	55	55	55
	Owens Illinois	28	30	30	30	30	30
	Quimpac - Ampliación	0	0	223	223	223	223
	Sider Perú	0	0	0	70	423	423
	Minera Gold Fields Perú - Cerro Corona	12	12	12	12	12	12
	Cemento Andino - Ampliación	0	70	70	70	70	70
	SPCC - Toquepala Ampliación Concentradora	0	0	79	197	394	394
	Antamina - Ampliación	0	0	211	211	211	211
	SPCC - Cuajone Ampliación Concentradora	0	0	0	0	118	118
	Minera Yanacocha - Gold Mill	0	32	32	32	32	32
	SPCC - Modernización Fundición Ilo	0	0	79	79	79	79
	Minera Barrick Misquichilca S.A. - Alto Chicama	0	0	0	134	134	134
<b>Proyectos en Construcción</b>	Muelle Sur - Callao	38	38	38	38	38	38
	Centro Cívico	29	29	29	29	29	29
	SPCC - Tía María	0	0	299	598	598	598
	Minera Miski Mayo - Bayovar	20	114	130	162	162	162
<b>Proyectos en Estudio</b>	Compañía de Mina Buenaventura - La Zanja	0	28	43	43	43	43
	Norsemont Mining - Constancia	0	0	0	558	670	670
	Xstrata Copper - Antapaccay	0	0	223	670	670	670
	Xstrata Copper - Las Bambas	0	0	0	0	234	1169
	Chinalco - Toromocho	0	0	149	670	1318	1318
	Marcobre - Mina Justa	0	0	0	0	0	37
	Minera Quellaveco - Quellaveco	0	0	0	0	0	447
	Minera Yanacocha - Minas Conga	0	0	0	0	298	745
	La Asunción Negociación Minera S.A. - Galeno	0	0	0	0	0	894
	SPCC - Los Chancas	0	0	0	0	462	633
Inca Pacific Resources Inc. - Magistral	0	0	0	0	149	149	

**Tabla 4.8** Proyección de demanda global 2010-2016(GWh)

<b>Año</b>	<b>2,010</b>	<b>2,011</b>	<b>2,012</b>	<b>2,013</b>	<b>2,014</b>	<b>2,015</b>	<b>2,016</b>
Pronóstico Econométrico	21,310	22,832	24,199	25,717	27,420	29,189	31,049
Venta del Distribuidor MT y BT	16,694	17,886	18,958	20,147	21,481	22,866	24,324
Pérdidas de Distribución (%)	7.57	7.40	7.22	7.22	7.22	7.22	7.22
GWh	1,368	1,429	1,475	1,568	1,671	1,779	1,893
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	18,062	19,315	20,433	21,714	23,152	24,646	26,216
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	405	434	460	489	521	555	590
Energía Entregada a Distribución	18,467	19,749	20,892	22,203	23,673	25,200	26,806
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor (%)	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96
GWh	369	395	418	444	473	504	536
Entrada al Nivel de Distribución	18,836	20,144	21,310	22,647	24,146	25,704	27,342
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4,211	4,512	4,782	5,082	5,418	5,768	6,135
Salida del Nivel de Transmisión	23,047	24,655	26,092	27,729	29,564	31,472	33,477
Pérdidas de Transmisión (%)	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86
GWh	1,435	1,535	1,624	1,726	1,840	1,959	2,084
Entrada al Nivel de Transmisión	24,481	26,190	27,716	29,455	31,405	33,431	35,561
Total Cargas Especiales	6,198	6,901	6,929	6,931	6,932	6,933	6,934
Total Cargas Incorporadas	697	711	894	901	922	946	972
Total Industrias y Proyectos Nuevos	574	1,001	2,159	3,935	5,847	7,901	9,136
Consumo Propio Centrales	479	523	568	621	680	742	793
Disminución de Pérdidas REP	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13
<b>Total SEIN</b>	<b>32,417</b>	<b>35,312</b>	<b>38,250</b>	<b>41,826</b>	<b>45,769</b>	<b>49,937</b>	<b>53,380</b>
Autoprodutores y no pertenecientes al COES	-327	-542	-542	-542	-542	-542	-542
<b>Año</b>	<b>2,010</b>	<b>2,011</b>	<b>2,012</b>	<b>2,013</b>	<b>2,014</b>	<b>2,015</b>	<b>2,016</b>
Demanda COES (GWh)	32,090	34,770	37,708	41,285	45,228	49,395	52,839
Crecimiento (%)	7.9%	8.4%	8.4%	9.5%	9.5%	9.2%	7.0%

#### 4.2.2 Parque de generación existente

Las características de las centrales térmicas e hidroeléctricas existentes se presentan en las siguientes tablas:

**Tabla 4.9 Centrales Térmicas**

Empresa	Nombre de la Central	Unidad	Capacidad (MW)	Tipo de Combustible
EDEGEL	Sta. Rosa	UTI-5	53	GN / Diesel N° 2
		UTI-6	53	GN / Diesel N° 2
		WTG7 (con iny)	124	GN / Diesel N° 2
		TG8	200	Gas Natural
	Ventanilla	TG3 (con fd)	239	GN / Diesel N° 2
		TG4 (con fd)	232	GN / Diesel N° 2
EEPSA	Malacas	TG1	15	Gas Natural
		TG2	15	Gas Natural
		TG4	90	Gas Natural
EGASA	Chilina	TV N° 2	6	Residual N° 500
		TV N° 3	10	Residual N° 500
		Ciclo Combinado	17	Diesel N° 2
		Sulzer 1 y 2	10	R500 y D2
	Mollendo	Mirless 1 2 3	32	Residual N° 500
EGENOR	Chiclayo	Grupos Sulzer/GMT	24	Diesel N° 2
	Piura	Grupos Mirrles	12	Diesel N° 2
		TG GE	19	Residual N° 6
	Paíta	Grupos EMD/Skoda	6	Residual N° 6
	Chimbote	TG3	19.3	Diesel N° 2
Las Flores	TG1	193	Gas Natural	
ELECTRO PERU	Tumbes	MAK 1	9	Residual N° 6
		MAK 2	8	Residual N° 6
	Yarinacocha	Wartsila 1,2,3,4	25	Residual N° 6
	TrujilloNorte	TG	62	Diesel N° 2
ENERSUR	Ilo 1	Ilo 1 TV 2	0	Residual N° 500
		Ilo 1 TV 3	35	Residual N° 500
		Ilo 1 TV 4	65	Residual N° 500
		Ilo 1 GD 1	3	Diesel N° 2
		Ilo 1 TG 1	35	Diesel N° 2
		Ilo 1 TG 2	32	Diesel N° 2
	Ilo 2	TV 1	142	Carbón
	Chilca 1	TG1	176	Gas Natural
		TG2	175	Gas Natural
TG3		194	Gas Natural	
KALLPA	Kallpa	TG1	73	Gas Natural
		TG2	194	Gas Natural
		TG3	198	Gas Natural
SANGABAN	Taparachi	Man1,3,4/Skoda1	5	Diesel N° 2
	Bellavista	Man1/Alco1	4	Diesel N° 2
SHOUGESA	San Nicolás	TV1,2,3	63	Residual N° 500
		Cummins	1	Diesel N° 2
TERMO SELVA	Aguaytía	TG1	88	Gas Natural
		TG2	88	Gas Natural

Tabla 4.10 Centrales Hidroeléctricas

Empresa	Nombre de la Central	Capacidad (MW)	Barra de inyección en el modelo
CELEPSA	C.H. Platanal	220	chil220
EDEGEL	C.H. Chimay	151	pach220
	C.H. Huinco	217	rosa220
	C.H. Matucana	129	matu220
	C.H. Callahuanca	80	call220
	C.H. Moyopampa	65	moyo60
	C.H. Huampani	30	huam60
	C.H. Yanango	43	pach220
	C.H. Huanchor	20	matu220
EGASA	C.H. Charcani I	2	soca220
	C.H. Charcani II	1	soca220
	C.H. Charcani III	5	soca220
	C.H. Charcani IV	15	soca220
	C.H. Charcani V	130	soca220
	C.H. Charcani VI	9	soca220
EGEMSA	C.H. Machupicchu I	89	CUZCO
EGENOR	C.H. Cañón del Pato	264	hual220
	C.H. Carhuaquero	95	carq220
	C.H. Carhuaquero G4	10	carq220
	C.H. Carhuaquero G5	6	carq220
EGESUR	C.H. Aricota I	23	SUR
	C.H. Aricota II	12	SUR
ELECTROPERU	C.H. Mantaro	671	mant220
	C.H. Restitución	215	mant220
ENERSUR	C.H. Yuncán	137	yunc220
SANGABAN	C.H. San Gabán II	113	PUNO
SN POWER	C.H. Malpaso	48	malp50
	C.H. Yaupi	110	yunc138
	C.H. Oroya	10	oroch50
	C.H. Pachachaca	10	oroy50
	C.H. Gallito Ciego	38	guad220
	C.H. Arcata	5	CUZCO
	C.H. Cahua	43	pnue220
	C.H. Pariac	5	hual220

#### 4.2.3 Proyectos de generación

Las tablas muestran los proyectos de generación: a) Proyectos comprometidos, en construcción o probables (tabla 4.11); b) Centrales de Generación con RER (tabla. 4.12)

#### 4.2.4 Proyectos de transmisión

La Tabla 4.13 describe los proyectos de transmisión. (L: longitud, Cap.: capacidad):



**Tabla 4.11** Proyectos de generación

<b>Proyectos</b>	<b>Tipo</b>	<b>Cap. (MW)</b>	<b>Inicio de operación</b>	<b>Empresa</b>
CT Pisco	Térmica GN	73	Sep-10	EGASA
CT Independencia	Térmica GN	23	Nov-10	EGESUR
CH Pías 1	Hidroeléctrica	13	Dic-10	Aguas y Energía
Amp. CH Machupicchu	Hidroeléctrica	102	Feb-12	EGEMSA
CH Huanza	Hidroeléctrica	86	May-12	CONENHUA
CT Sto. Domingo	Térmica GN	200	Sep-12	TERMOCHILCA
CT Kallpa - conv. a CC	Térmica GN	293	Sep-12	KALLPA
CT Ilo	Térmica dual	400	Ene-13	En licitación
CT Trujillo	Térmica dual	200	Ene-13	En licitación
CT Talara	Térmica dual	200	Ene-13	En licitación
CT Chilca 1- conv. a CC	Térmica GN	270	Jul-13	ENERSUR
CH Quitaracsa	Hidroeléctrica	112	Oct-14	ENERSUR
CH Cheves	Hidroeléctrica	168	Jul-14	SN POWER
CT Fénix - CC	Térmica GN	520	Jul-15	FÉNIX
CH Santa Teresa	Hidroeléctrica	90.7	Ene-15	LDS
CH Cerro del Águila	Hidroeléctrica	402	Jul-15	KALLPA
CH Chaglla	Hidroeléctrica	360	Ene-17	G. Huallaga
CH Pucará	Hidroeléctrica	130	Ene-17	EGECUSCO

**Tabla 4.12** Proyectos de generación con RER

<b>Proyectos</b>	<b>Tipo</b>	<b>Cap. (MW)</b>	<b>Inicio de operación</b>	<b>Empresa</b>
CH Santa Cruz II	Hidroeléctrica	6.5	Jul-10	Santa Cruz
CH Roncador (*)	Hidroeléctrica	3.8	Dic-10	MAJA
Biomasa Huaycoloro	Biomasa	4.0	Jul-11	Petramás
CH Purmacana	Hidroeléctrica	1.8	Jul-11	Santa Rosa
CH Nuevo Imperial	Hidroeléctrica	4.0	May-12	Hydrocanete
Central Eólica Talara	Eólica	30.0	Jun-12	Energía Eólica
Panamericana Solar 20	Solar	20.0	Jun-12	Panamericana
Majes Solar 20T	Solar	20.0	Jun-12	T-Solar Global
Reparticion Solar 20T	Solar	20.0	Jun-12	T-Solar Global
Tacna Solar 20TS	Solar	20.0	Jun-12	Tacna Solar
C. Eólica Cupisnique	Eólica	80.0	Jun-12	Energía Eólica
CH Shima	Hidroeléctrica	5.0	Sep-12	Energoret
CH Huasahuasi	Hidroeléctrica	15.9	Oct-12	Santa Cruz
CH Yanapampa	Hidroeléctrica	4.1	Dic-12	Yanapampa
CH Chancay	Hidroeléctrica	19.2	Dic-12	Sind.Energético
CH Angel	Hidroeléctrica	60.0	Dic-12	GEPSA

**Tabla 4.13** Proyectos de transmisión

<b>Proyectos (L.LT.T.)</b>	<b>Tensión (kV)</b>	<b>L (km)</b>	<b>Cap. (MVA)</b>	<b>Inicio de operación</b>
Chilca - La Planicie - Zapallal (doble tema)	220	93	700	Set-10
Carhuamayo - Paragsha - Conococha	220	216	240	Nov-10
Chilca - Zapallal (terna simple)	500	93	1400	Mar-11
Independencia - Ica (Segunda Terna)	220	55	180	Abr-11
Conococha - Huallanca - Cajamarca	220	395	240	May-11
Ref. L.T. Mantaro – Socabaya	220	609	505	Jul-11
Chiclayo - Piura (segundo circuito)	220	215	152	Ago-11
Talara - Piura (segundo circuito)	220	104	152	Ago-12
Zapallal – Chimbote – Trujillo	500	515	830	Ago-12
Pomacocha – Carhuamayo	220	109	180	Sep-12
La Planicie - Los Industriales	220	ND	ND	Oct-12
Tintaya- Socabaya (2 ternas)	220	228	400	Feb-13
Chilca – Marcona – Montalvo	500	876	1000	Jun-13
Mantaro – Caravelí – Montalvo	500	742	1000	Jun-13
Machupicchu-Abancay-Cotaruse(2 ternas)	220	204	500	Ago-13

#### 4.2.5 Proyección de precios de combustibles

Se proyectan los precios de:

- a. El gas natural
- b. Los combustibles líquidos y el carbón

Los cuales son descritos a continuación.

##### a. Precios del Gas Natural

Los Generadores tienen contratos de suministro y transporte de gas natural. A continuación se muestran los resultados de las proyecciones:

##### a.1 Precio de Suministro del Gas Natural

El precio de suministro de gas natural vigente al año 2010 equivale a 1.5709 USD/MMBTU, este precio se actualiza anualmente con un factor, en base a lo descrito en el capítulo 3. El factor de actualización depende de los índices: WPU05 (índice de combustibles y productos relacionados a la energía) y WPS1191 (índice de maquinaria en campos petrolíferos).

Para simplificar el cálculo, en este trabajo se asume que ambos índices no cambian en términos reales. Además, se asume que el año 2014 el precio en boca de pozo tendrá un incremento a 1.798 USD/MMBTU, debido a que las nuevas centrales que consuman gas natural serán suministradas desde otros lotes distintos al lote 88, y el precio de este lote será distinto. Este precio se calculó ponderando los precios y volúmenes de gas consumido por los Generadores, considerando que la C.T. Las Flores de Duke tendrá

contrato de suministro de gas recién en enero de 2014 y su precio será de 3 USD/MMBTU. Finalmente, la tabla 4.14 muestra el precio del gas natural en boca de pozo (PS) calculado como el producto entre el precio base y el factor de ajuste adoptado (fórmula 3.10). El precio base corresponde a 1 USD/MMBTU.

**Tabla 4.14** Precio del GN en Boca de Pozo (PS). Valores en términos reales.

Precios	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Precio base (USD/MMBTU)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
PS (USD/MMBTU)	1.57	1.57	1.57	1.57	1.80	1.80	1.80

### a.2 Precio de Transporte del Gas Natural

El precio de transporte de gas natural al 2010 equivale a 36.24 USD/millar m<sup>3</sup>, de manera similar al precio de suministro, se considera que en términos reales éste precio no varía. En el año 2014, el precio de transporte de gas se incrementa a 55.89 USD/millar m<sup>3</sup>, debido al inicio de la tarifa única de transporte de gas (TUDGN). Este precio se calculó ponderando los precios y volúmenes de gas contratado por la demanda de la zona centro y sur, y considerando el nuevo ducto hacia el sur del país que construirá la empresa Kuntur. La tabla 4.15 muestra los precios de servicio a firme e interrumpible, calculado con las fórmulas 3.11 y 3.13 (el cálculo incluye el factor por adelanto del GRP que equivale a 0.93507).

**Tabla 4.15** Precio de transporte de gas natural. Valores en términos reales.

Precios	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PT (USD/MMBTU)	0.89	0.89	0.89	0.89	1.37	1.37	1.37
PTI (USD/MMBTU)	0.98	0.98	0.98	0.98	1.52	1.52	1.52

### a.3 Precio de Distribución del Gas Natural

Se asume que la central en estudio recién pagará por el servicio de distribución cuando entre en vigencia la tarifa única de distribución de gas natural (TUDGN), que se hará efectivo el año 2014, tal y como lo harán las centrales Kallpa y Enersur. La tabla 4.16 muestra los valores calculados por OSINERGMIN.

**Tabla 4.16** Precios de distribución de gas natural. Valores en términos reales.

Precios	2010-2013	2014-2016
Margen de Comercialización Fijo (US\$/((m <sup>3</sup> /d)-mes)	0	0.0586
Margen de Distribución Fijo (US\$/((m <sup>3</sup> /d)-mes)	0	0.2397
Margen de Distribución Variable (US\$/Millar m <sup>3</sup> )	0	14.24

### a.4 Declaración de Precios de Gas Natural para el despacho

En la Tabla 4.17 se muestran los valores de declaración de precios de gas natural, la cual se realiza en el mes de julio de cada año.

En el presente estudio se asume que: a) en julio de 2011 las empresas declararán el mismo precio declarado en julio de 2010 para sus centrales a gas, b) a partir de julio 2012 las empresas declararán sólo el precio de suministro.

**Tabla 4.17** Declaración de Precios de Gas Natural para el despacho por Central (USD/MMBTU)

Mes	Central térmica a gas	Kallpa	Chilca 1	Sta Rosa UTIs/TG7	Sta Rosa TG 8	Ventanilla	Aguaytía	Malacas TG1 y 2	Malacas TG4	Las Flores	Independencia	Pisco
2010	0.00	0.72	1.28	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	2.52	2.27	1.45
2011	0.00	0.72	1.28	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	2.52	2.27	1.45
2012	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	1.43	1.49	1.45
2013	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.36	2.60	7.97	5.02	1.43	1.49	1.45
2014	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	1.52	1.58	1.53
2015	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	1.52	1.58	1.53
2016	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.44	2.60	7.97	5.02	1.52	1.58	1.53

## b. Precios de Combustibles Líquidos y Carbón

La Tabla 4.18 muestra la proyección de precios de combustibles. Los valores del año 2010 corresponden a aquellos con los que opera el COES (a la fecha de la elaboración del presente Informe); asimismo, la proyección muestra que en términos reales el precio de los combustibles líquidos no varía. Se asume que el precio del Carbón que utiliza la central Ilo 2, a partir del 2011, será igual a la suma del precio de referencia internacional (80 USD/Tm) y el flete (20 USD/Tm).

**Tabla 4.18** Proyección de Precios de Combustibles Líquidos. En términos reales

Precios	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FO Diesel (USD/BBL)	114.8	114.8	114.8	114.8	114.8	114.8	114.8
FO Residual (USD/BBL)	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3
FO R500 (USD/BBL)	87.2	87.2	87.2	87.2	87.2	87.2	87.2
Carbón (USD/Tm)	78.3	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

### 4.2.6 Período de la estadística hidrológica.

En el presente estudio se utiliza la información hidrológica correspondiente a los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas desde el año 1965 hasta el año 2007. A manera de ejemplo, la Tabla 4.19 muestra una tabla de la información de caudales afluentes al Lago Junín desde el año 1988.

**Tabla. 4.19** Caudales afluentes al Lago Junín (m<sup>3</sup>/s)

QN-801	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1988	69.9	82.2	44.4	74.2	18.4	9.2	6.5	6.1	7.3	9.3	11.1	18.7
1989	45.5	65.9	57.5	55.2	26.3	14.0	7.9	7.9	8.8	12.4	13.2	8.1
1990	23.7	30.2	26.5	20.3	12.6	12.0	10.9	10.3	10.9	17.0	34.0	21.8
1991	26.2	27.4	56.3	32.9	18.7	12.3	8.8	6.3	7.1	7.8	8.0	7.4
1992	6.6	4.8	16.2	8.4	3.4	3.4	2.0	4.2	3.6	3.6	2.9	3.3
1993	5.7	28.6	38.9	26.6	30.0	8.3	4.2	3.8	4.2	7.3	39.3	48.8
1994	54.0	97.8	75.6	75.7	26.7	14.0	10.7	9.6	17.7	17.1	22.6	23.9
1995	23.6	24.5	47.2	29.9	9.3	5.6	5.3	6.5	6.0	6.8	7.0	10.5
1996	17.0	23.1	29.5	35.7	13.2	8.1	5.1	4.8	4.9	7.3	7.2	10.7
1997	16.2	27.1	34.6	14.7	8.9	5.9	4.4	3.9	3.7	3.9	5.0	9.3
1998	35.7	69.1	46.7	36.6	10.2	6.0	6.3	5.2	5.1	6.6	10.2	7.4
1999	15.0	57.3	51.4	26.2	12.1	6.2	5.2	4.1	4.0	6.3	9.5	14.2
2000	48.2	61.5	45.4	34.6	20.4	8.8	7.0	7.0	6.5	12.3	7.9	24.9
2001	72.0	73.4	88.1	38.7	16.5	13.3	9.1	8.3	8.7	10.3	17.2	26.0
2002	18.1	33.9	51.1	32.1	13.3	9.5	9.2	7.4	7.1	10.3	31.8	34.5
2003	28.8	46.1	46.7	27.7	12.8	8.0	6.1	6.2	6.1	5.7	6.1	14.1
2004	16.3	36.6	24.0	15.0	10.7	6.5	9.2	9.5	10.9	14.2	21.3	33.9
2005	31.8	39.8	41.0	25.0	14.5	18.2	20.3	17.8	17.4	14.4	14.1	18.0
2006	34.9	46.0	54.8	44.9	15.2	11.7	10.6	11.7	11.6	10.9	22.9	40.5
2007	54.1	38.2	66.6	76.4	26.0	12.3	12.3	12.8	12.4	7.4	13.4	13.7

En el presente informe, se utiliza la información estadística de 43 años; en el punto 2.3.2 se describió que el modelo MOOSEM simula la secuencia de estos años aleatoriamente, es decir, el modelo hace combinaciones con cada año hidrológico y forma las secuencias hidrológicas; para ello se define un factor de secuencias. La cantidad de secuencias hidrológicas será igual al producto de la cantidad de años hidrológicos por el factor de secuencias. En el presente estudio se definió el factor de secuencias igual a 10, por lo tanto se tiene 430 secuencias hidrológicas ( $43 \times 10 = 430$ ).

### 4.3 Simulación del despacho económico de las centrales

Luego de ingresar los parámetros de entrada calculados en el punto 4.2 al modelo MOOSEM, este último procesa la información y entrega los resultados en el horizonte de estudio establecido. Estos resultados son: 1) el costo marginal en cada barra simulada por secuencia hidrológica y 2) la generación de cada unidad de generación simulada por secuencia hidrológica.

La tabla 4.20 muestra las características de las centrales a gas modeladas, asimismo las tablas 4.21 y 4.22 muestran los resultados de la simulación del despacho económico, es decir: el costo marginal esperado en la barra Santa Rosa 220 kV y la generación de las centrales a gas modeladas.

**Tabla 4.20** Características de las centrales a gas

Central a gas natural		Ciclo Simple	Ciclo Combinado
Capacidad	MW	180	243
Consumo específico	BTU/KWh	10,200	7,560
Eficiencia	%	37%	50%

**Tabla 4.21** Costo marginal esperado en la barra Santa Rosa 220 kV (USD/MWh)

Año	2012	2013	2014	2015	2016
Punta	54.6	44.4	57.7	56.7	56.9
Media	34.1	30.1	39.4	41.7	44.1
Base	22.2	21.5	26.8	28.2	29.6
Promedio	33.9	29.9	38.5	39.8	41.4

**Tabla 4.22** Generación (GWh) y factor de planta esperados (%)

Año	2012	2013	2014	2015	2016
TG (GWh)	1160	1211	1250	1209	1250
CC (GWh)	1930	1930	1930	1930	1930
TG (%)	74%	77%	79%	77%	79%
CC (%)	91%	91%	91%	91%	91%

### 4.4 Modelamiento del Margen Variable

Como ya se describió en el numeral 3.4, el modelamiento del MV se realizó con el Modelo NOC, en el cual, los cálculos se realizaron con detalle mensual, por bloque

horario y por cada secuencia hidrológica dentro del período establecido. En las tablas 4.24 y 4.25 se muestran los MV esperados. A continuación se da una breve descripción de las consideraciones para el cálculo de cada componente del MV:

#### **4.4.1 Valorización por inyección de energía al mercado spot**

Se modeló de acuerdo a lo descrito en el numeral 3.4.1 y utilizando la ecuación 3.14.

#### **4.4.2 Costo de producción**

##### **a. Pago por suministro de gas natural**

Se utilizó el precio del gas natural en boca de pozo (PS) actual que es igual a 1.5709 USD/MMBTU, y un factor de descuento (FDS) igual a 0.912, similar al de las centrales Kallpa y Chilca 1. El volumen de gas consumido por la central (Vol), se calculó multiplicando la energía generada por el consumo específico de cada unidad. El consumo específico y la eficiencia correspondiente se mostraron en la tabla 4.20.

##### **b. Pago por el servicio de transporte de gas natural**

Para simplificar el cálculo, se asume que, tanto la central de ciclo simple como la de ciclo combinado tienen un contrato de transporte por servicio firme con una capacidad reservada diaria (CRD) que equivale al 100% de su consumo máximo mensual, lo cual hace que este pago sea fijo, y por lo tanto no se considera en el cálculo del margen variable.

##### **c. Pago por el servicio de distribución de gas natural**

En el punto 3.4.2-c se explicó que el pago por el servicio de distribución de gas natural tiene dos partes, una fija y otra variable. Para simplificar el cálculo, se asume que, tanto la central de ciclo simple como la de ciclo combinado tienen una capacidad contratada (CC) equivalente al total de su capacidad instalada, lo cual hace que este pago sea fijo, y por lo tanto no se considera en el cálculo del margen variable.

#### **4.4.3 Venta de energía por contratos**

Se modeló de acuerdo a lo descrito en el numeral 3.4.3 y utilizando la ecuación 3.19. Se considera un "cliente equivalente", cuyo precio de energía es igual al del contrato entre las empresas Edelnor y Kallpa producto de las licitaciones de corto plazo. La demanda del cliente equivalente se considera variable en el Modelo NOC para poder determinar el nivel óptimo de contratación.

La tabla 4.23 muestra los precios de energía del cliente equivalente.

**Tabla 4.23** Precios de energía del cliente equivalente

<b>Precio</b>	<b>USD/MWh</b>
Precio en horas de punta	47.21
Precio en horas fuera de punta	39.33
Precio Monómico	40.97

#### 4.4.4 Valorización por retiro de energía en el mercado spot

Se modeló de acuerdo a lo descrito en el numeral 3.4.4 y utilizando la ecuación 3.20. Se asumió que la barra de retiro es Santa Rosa 220 kV.

#### 4.4.5 Margen Variable de las centrales a gas natural

Las tablas 4.24 y 4.25 muestran los MV esperados anuales en el horizonte de estudio para la central de ciclo simple y la central de ciclo combinado respectivamente. El MV esperado mostrado a continuación corresponde al promedio de todas las secuencias hidrológicas y a un nivel de contratación de 75%.

**Tabla 4.24** Margen variable esperado de la central de ciclo simple (Millones de USD)

Mes	2012	2013	2014	2015	2016	Total
VEC	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	241.9
VES	42.8	37.7	50.4	49.6	53.9	234.4
RES	-39.5	-34.9	-45.0	-46.6	-48.6	-214.6
CP	-21.5	-22.5	-23.2	-22.4	-23.2	-112.8
Total	30.2	28.7	30.5	29.0	30.4	148.8

**Tabla 4.25** Margen variable esperado de la central de ciclo combinado (Millones de USD)

Mes	2012	2013	2014	2015	2016	Total
VEC	65.3	65.3	65.3	65.3	65.3	326.6
VES	65.2	57.4	74.9	75.9	79.8	353.2
RES	-53.3	-47.2	-60.8	-62.9	-65.7	-289.8
CP	-25.7	-25.7	-25.7	-25.7	-25.7	-128.7
Total	51.5	49.8	53.7	52.6	53.7	261.3

Donde:

VEC: Venta de energía por contratos.

VES: Valorización por inyección de energía al mercado spot

RES: Valorización por retiro de energía en el mercado spot

CP: Costo de producción

#### 4.5 Resultados de la aplicación de la metodología

Siguiendo los pasos descritos en el numeral 3.5, se procedió a determinar el NOC de cada central a gas natural.

Para una mejor visualización, la figura 4.3 muestra la variabilidad del MV de la central de ciclo simple en función del nivel de contratación y la secuencia hidrológica, donde se aprecia que el MV esperado (promedio de todas las secuencias hidrológicas) es creciente en el mismo sentido en el cual se incrementa el nivel de contratación. También se observa que existe una zona de menor variabilidad del MV, es decir, la zona con menor probabilidad de pérdida respecto del MV promedio. Además, la figura 4.4 muestra, que efectivamente el MV esperado incrementa su valor a medida que se incrementa el nivel de contratación (sentido de la flecha), llegándose a un punto de la curva que corresponde



a la mínima desviación estándar y a partir de este punto la desviación estándar comienza a incrementarse; este punto corresponde al NOC que equivale a 86%. De manera similar, las figuras 4.5 y 4.6 muestran los resultados para la central de ciclo combinado.

La tabla 4.26 muestra un resumen de los resultados, haciendo una comparación entre las centrales de ciclo simple y de ciclo combinado.

**Tabla 4.26** Resultados del cálculo del nivel óptimo de contratación

<b>Central a gas natural</b>		<b>Ciclo Simple</b>	<b>Ciclo Combinado</b>
Capacidad	MW	180	243
NOC	%	86%	94%
	MW	154.8	228.4
MV esperado NOC	Millones USD	154	269
DE NOC	Millones USD	9	15

Donde:

NOC: nivel óptimo de contratación.

MV esperado NOC: Margen Variable esperado correspondiente al nivel óptimo de contratación. Considera la suma del margen variable de cinco años, desde el año 2012 hasta el 2016.

DE NOC: Desviación estándar correspondiente al nivel óptimo de contratación.

En el modelo NOC, el nivel de contratación se trabajó en valores porcentuales por simplicidad, estos valores porcentuales representan la potencia media que retira el cliente. En la tabla 4.26 se observa que el NOC de la central de ciclo simple y ciclo combinado corresponde a 154.8 y 228.4 MW respectivamente, los cuales fueron calculados multiplicando el NOC en valor porcentual por la potencia efectiva.

Tomando como ejemplo la central de ciclo simple, es ideal que el Generador suscriba un contrato con un cliente o conjunto de clientes que demanden exactamente 154.8 MW (potencia media anual); ya que en el mercado no siempre se encuentran potenciales clientes que demanden exactamente la cantidad de energía que el Generador quisiera vender, pudiendo ser la demanda requerida por el cliente mayor o menor a la oferta del Generador; y en el caso en que se suscriba un contrato con más de un cliente, es casi seguro que la demanda de dichos clientes no se iniciarán simultáneamente. Por ello, el Generador tendrá que elegir uno o varios clientes que en conjunto consuman aproximadamente la potencia media que quiera vender en el mercado de contratos.

Además el NOC refiere a la potencia media que demanda el cliente, recordemos que usualmente los clientes libres o regulados demandan una cantidad menor a lo que tienen contratado. En la práctica se considera que los clientes libres o grandes consumidores tienen un factor de carga igual a 90%, y los distribuidores 75%. Por ello, la tabla 4.27 muestra la potencia a contratar con un cliente libre y un distribuidor que tienen factores de

carga de 90% y 75% respectivamente. Por lo tanto, antes de suscribir un contrato, el Generador deberá evaluar el consumo del cliente de acuerdo al tipo de consumo (residencial, industrial, minero, etc.) considerando un factor de carga histórico o de acuerdo a las proyecciones de consumo que el propio cliente presente.

**Tabla 4.27** Potencia a contratar de acuerdo al factor de carga del cliente

<b>Demanda del cliente</b>		<b>Ciclo Simple</b>	<b>Ciclo Combinado</b>
NOC (potencia media)	MW	154.8	228.4
Potencia a contratar (fc=90%)	MW	172.0	253.8
Potencia a contratar (fc=75%)	MW	206.4	304.6

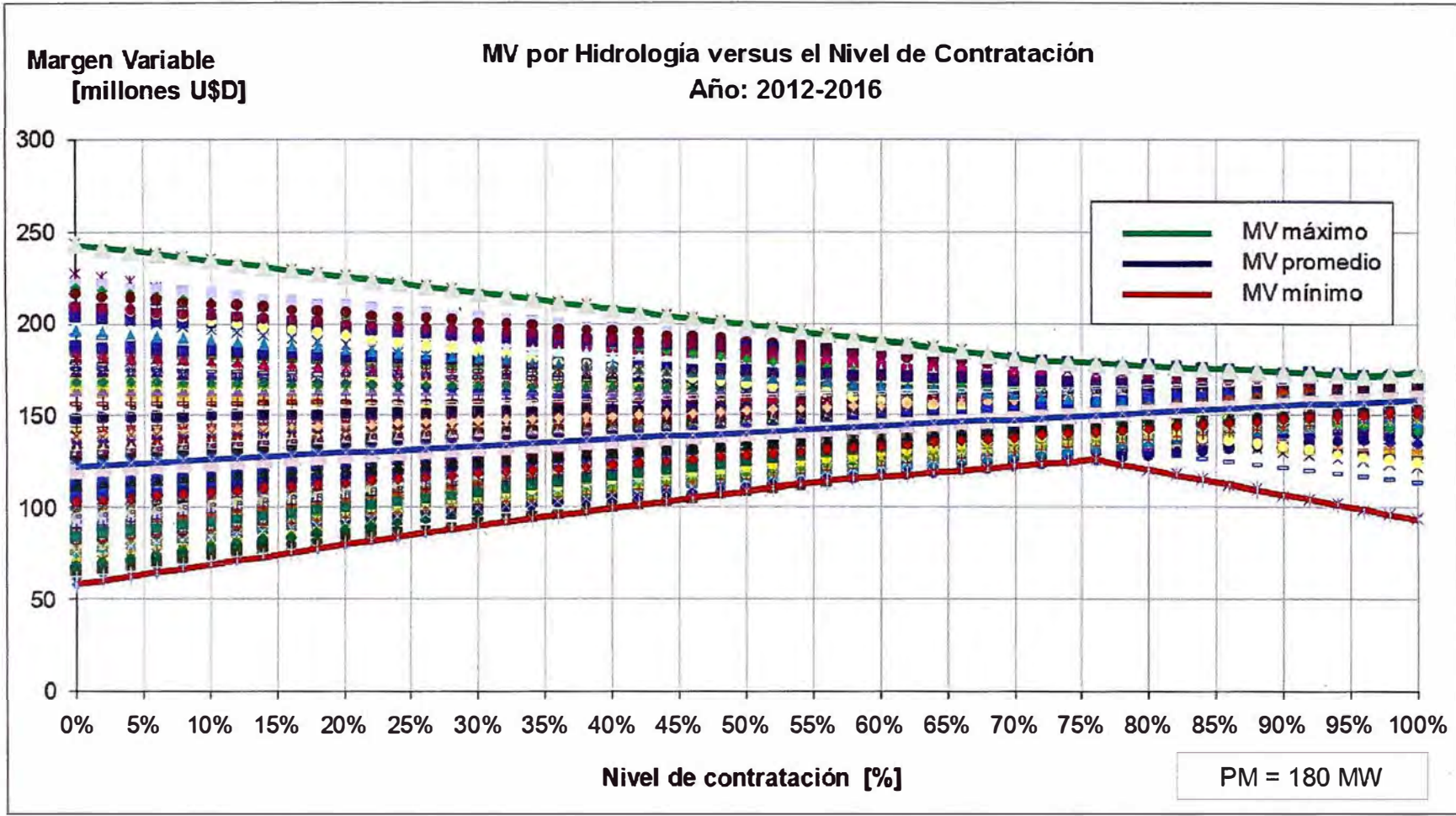


Figura 4.3 MV por hidrología vs. nivel de contratación de la central de ciclo simple

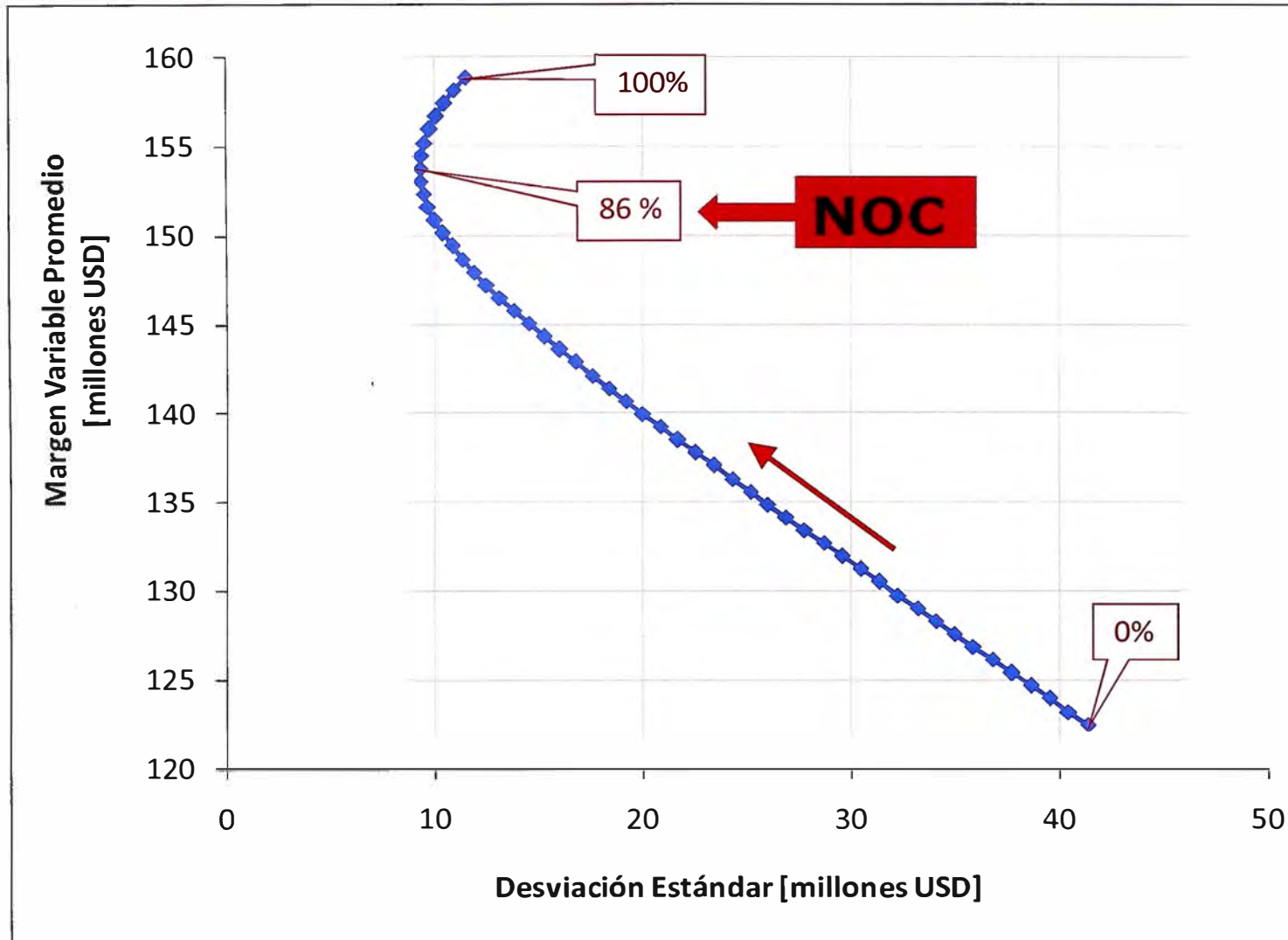


Figura 4.4 MV promedio vs. desviación estándar de la central de ciclo simple

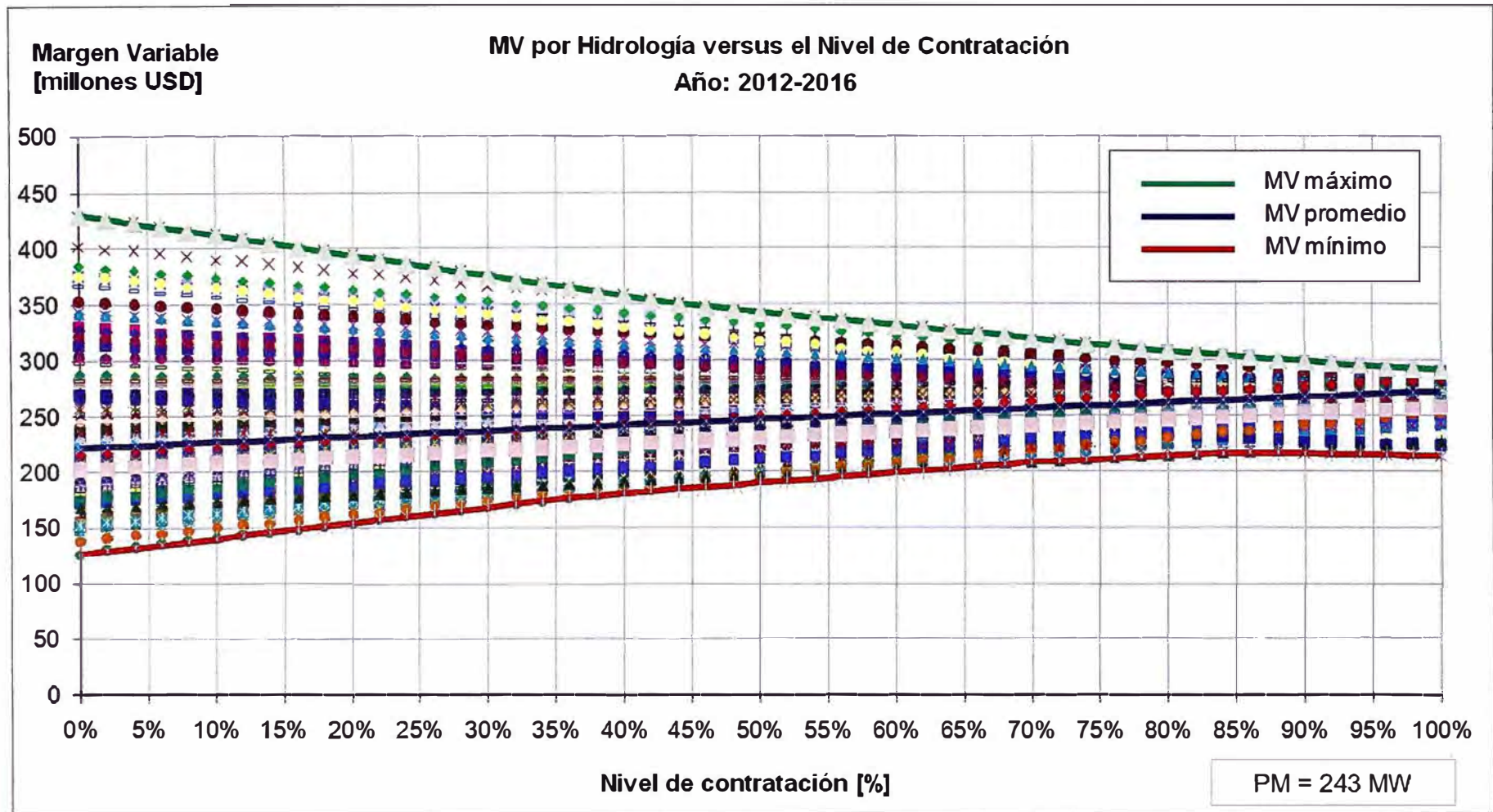


Figura 4.5 MV por hidrología vs. nivel de contratación de la central de ciclo combinado



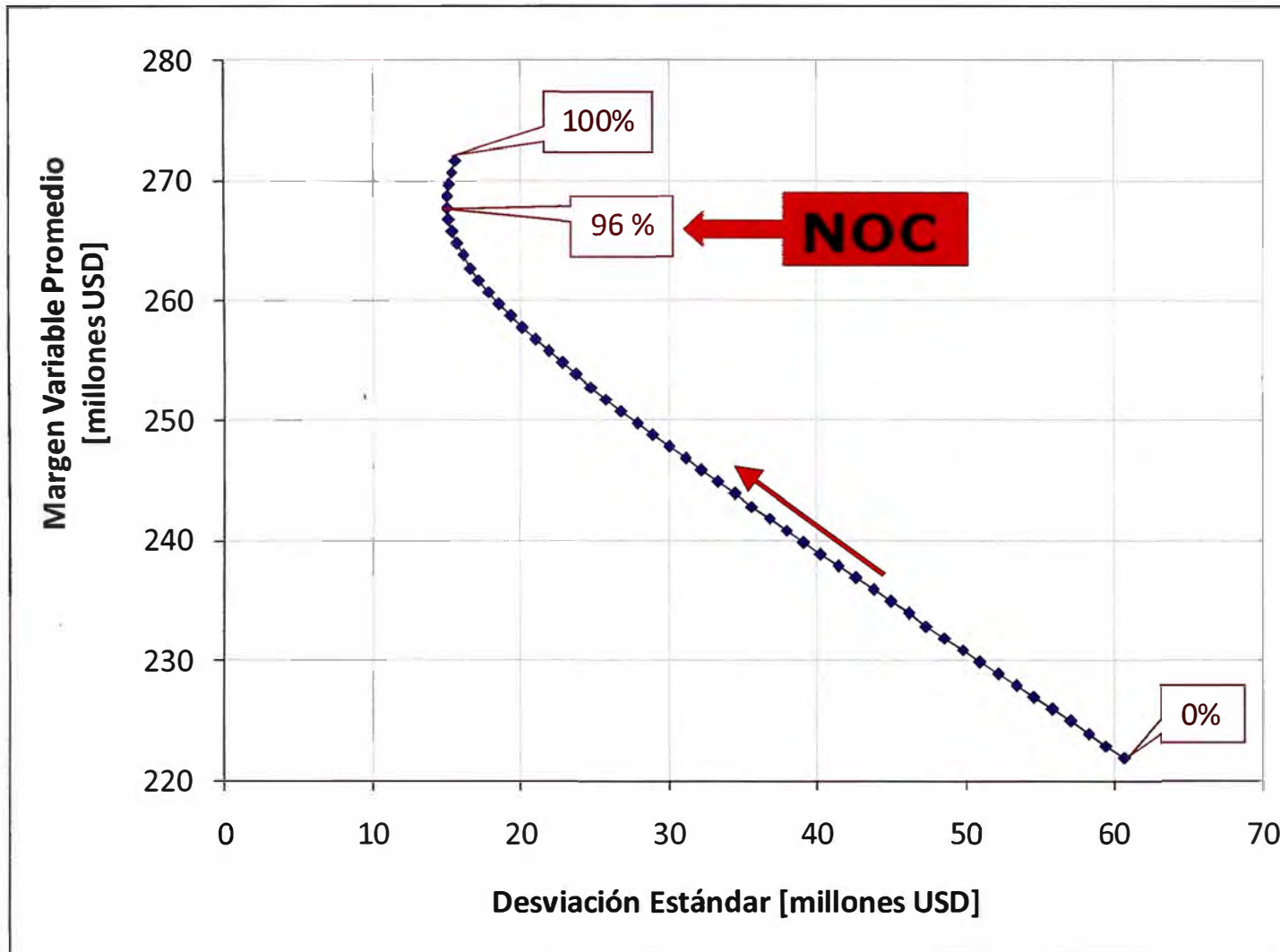


Figura 4.6 MV promedio vs. desviación estándar de la central de ciclo combinado

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. La metodología presentada para determinar el nivel óptimo de contratación cumple con el objetivo de minimizar el riesgo generado por la aleatoriedad hidrológica en el Margen Variable, ya que, aplica la base teórica y considera las características del mercado eléctrico peruano mostrados en el capítulo II. Por lo tanto, esta metodología, es de gran utilidad para centrales térmicas a gas natural, y de aplicación práctica en un sistema hidrotérmico como el peruano.

Para una mejor comprensión, en el capítulo III se presentó un diagrama de bloques que resume cada uno de los pasos de la metodología presentada.

2. En el negocio de generación eléctrica, los Generadores tienen la opción de vender parte de su generación al mercado de contratos y el excedente al mercado spot. El precio del mercado spot tiene alta volatilidad debido a factores de riesgo, mientras que los precios pactados en contratos tienden a ser estables. Se concluye que la única forma de reducir el riesgo es determinar un nivel de contratación a precio pactado, para así disminuir el efecto del riesgo del mercado spot.

3. Del proceso de aplicación de la metodología, se concluye que el precio de energía del contrato con el cliente debe ser igual o ligeramente mayor al costo marginal esperado, esto es así porque en caso contrario, podría existir un precio de contrato tan bajo que nunca serían convenientes los contratos con clientes, o que podría existir un precio de contrato tan alto que el nivel óptimo de contratación sería 100% o mayor. Cabe mencionar que en el presente trabajo se consideró un precio representativo del mercado, el cual equivale a 40.97 USD/MWh, correspondiente a uno de los contratos producto de las licitaciones de energía de corto plazo celebrados el año 2009; y como resultado de la simulación del despacho económico, en la tabla 4.21 se mostró que el costo marginal promedio en Lima entre los años 2012 y 2016 tendrá un valor promedio entre 29.9 y 41.4 USD/MWh, con lo cual se cumple que el precio del cliente es mayor al costo marginal esperado.

4. El nivel de contratación óptimo encontrado para la central a gas natural de ciclo simple de 180 MW es 86%, que equivale a 154.8 MW, esto quiere decir que si el Generador

suscribe un contrato con un cliente que en el futuro demande esa potencia media, está asegurado que su exposición al riesgo en el mercado spot será la mínima; sin embargo, no siempre se encontrará un cliente que demande exactamente esa potencia media. La idea, es tener una referencia del nivel de contratación que logre minimizar el riesgo.

Es importante mencionar que los clientes libres y regulados usualmente demandan una potencia menor a la que tienen contratada; por lo tanto, antes de suscribir el contrato, el Generador deberá evaluar la demanda real del cliente de acuerdo al tipo de consumo (residencial, industrial, minero, etc.) considerando un factor de carga histórico o de acuerdo a las proyecciones de consumo que el propio cliente presente.

5. En la evaluación de la central de ciclo combinado de 243 MW el nivel óptimo resultó ser 94% que equivale a 228.4 MW. De manera similar, en lo posible, el Generador deberá suscribir contratos con clientes que en conjunto demanden una potencia media de 228.4 MW, para reducir el riesgo.

6. De los resultados obtenidos se observa que mientras mayor es el factor de planta de una central (el caso de las centrales de ciclo combinado) mayor resulta ser el nivel óptimo de contratación; este resultado tiene su explicación en que, las centrales de ciclo combinado por ser relativamente más eficientes, tienen un bajo costo variable y operan de manera continua. Al operar de manera continua las centrales de ciclo combinado, y buscando minimizar el riesgo al vender energía al mercado spot, será necesario que dicha central tenga un nivel de contratación elevado, de este modo el generador venderá su propia generación a los precios pactados en sus contratos, minimizando así su exposición al riesgo.

## **Recomendaciones**

1. Algunas empresas de generación tienen políticas comerciales de exposición a ciertos niveles de riesgos, de manera tal, que el incremento en el margen variable esperado sea mayor al incremento del riesgo. Para ello se calculan índices de riesgo, una de las metodologías utilizadas es el Margen en Riesgo (MeR) descrito en el capítulo II. Se recomienda a las empresas de generación que investiguen y desarrollen la metodología MeR para medir el grado de riesgo al que están expuestos.

2. Si el análisis de riesgo indica que al incrementar el nivel de contratación, el margen variable se incrementa en una proporción mayor al riesgo, entonces se recomienda incrementar el nivel de contratación asumiendo un nivel de riesgo definido por el Generador.



## **ANEXOS**

## **ANEXO A: SECTOR ELÉCTRICO PERUANO**

En los últimos cinco años, anteriores a la crisis internacional, la demanda de electricidad tuvo un crecimiento promedio anual de 7% debido entre otros aspectos al intenso desarrollo de la actividad minera y manufacturera. Aún cuando las condiciones macroeconómicas del país mantienen este nivel de crecimiento y en el último quinquenio las inversiones en electricidad han crecido una tasa promedio anual de 27%, existe la necesidad de acelerar la ejecución de nuevos proyectos de para asegurar el abastecimiento de electricidad. En ese sentido, el ministerio y los organismos estatales del sector tomaron algunas acciones que tienen objetivos específicos como:

1. Mecanismos de incentivo para la inversión eléctrica
2. Promoción de las energías renovables para la generación eléctrica
3. Uso eficiente del gas natural para generación eléctrica
4. Seguridad y cobertura de la transmisión eléctrica
5. Cultura de eficiencia energética y seguridad eléctrica en los usuarios
6. Seguridad e integración energética
7. Promoción del desarrollo eléctrico preservando el medio ambiente

### **Organización del Sector Eléctrico**

A nivel nacional, los agentes que participan en el sector eléctrico interactúan según la normatividad vigente, con el irrestricto respeto de los derechos de las empresas que desarrollan actividades eléctricas y la protección al consumidor. En la Figura A.1 se presentan a los agentes promotores, reguladores y los agentes directos (empresas y clientes). En los párrafos siguientes se encontrará una descripción de los agentes más importantes del sector eléctrico.

Nota: Los objetivos específicos fueron tomados de Perú: Sector Eléctrico 2009 – MINEM

A continuación se precisan los aspectos referidos a estos agentes:

1. Ministerio de Energía y Minas - MINEM
2. Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN
3. Comité de operación Económica del Sistema - COES
4. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la
5. Propiedad Intelectual - INDECOPI
6. Compañías eléctricas
7. Usuarios

### **A.1 Ministerio de Energía y Minas - MINEM**

Ente rector y normativo, que a través de la Dirección General de Electricidad se encarga de a) proponer y evaluar la política del Subsector Electricidad; b) proponer y/o expedir, según sea el caso, la normatividad necesaria del Subsector Electricidad;

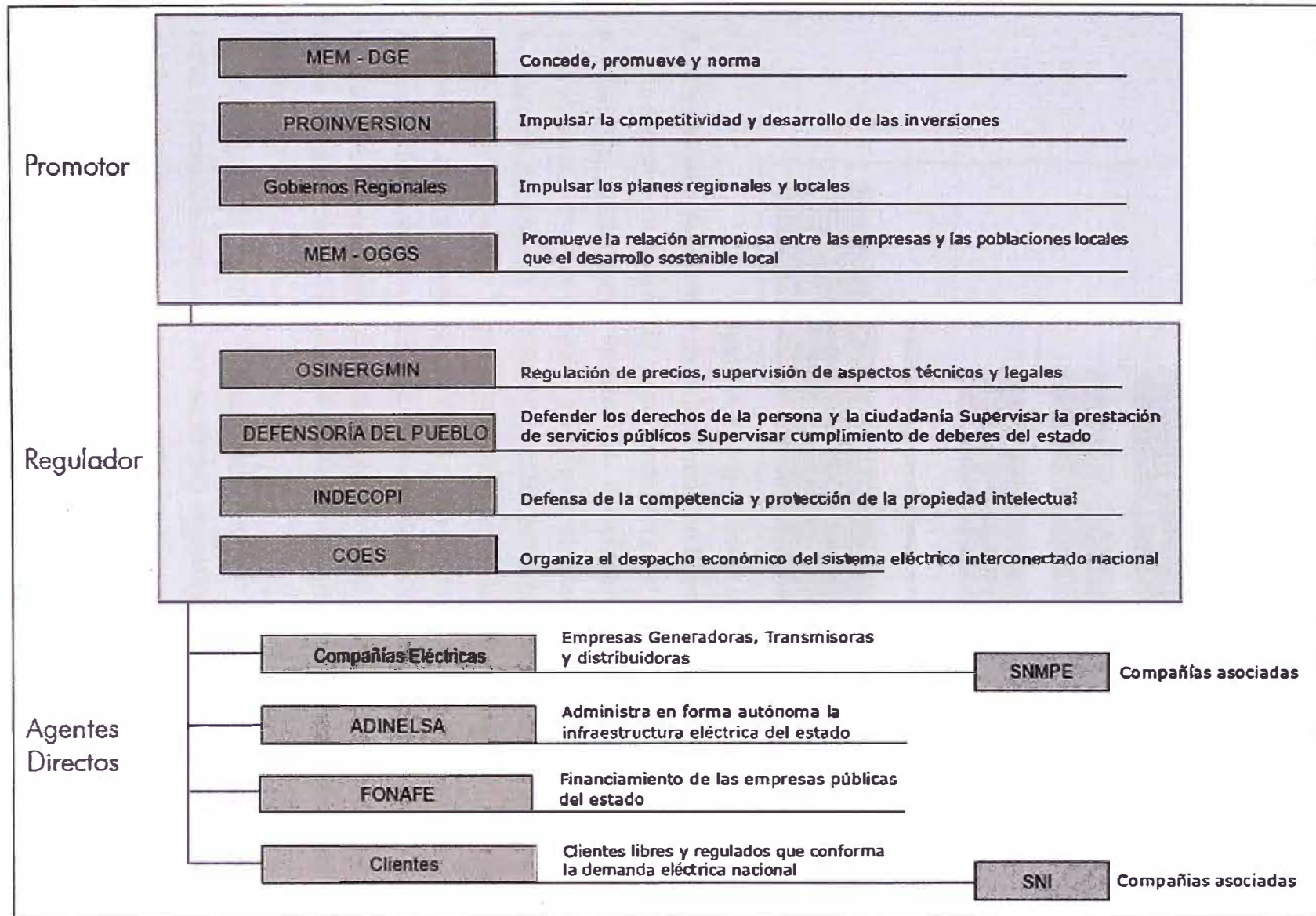


Figura A.1 Agentes promotores, reguladores y los agentes directos

c) promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; y, d) coadyuvar a ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades eléctricas. La Figura A.2 muestra la organización del MINEM.



**Figura A.2** Organización del MINEM

### **A.2 Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN**

Es el organismo regulador, cuyas funciones en el Sector Eléctrico son:

- a. Función Supervisora: verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales o técnicas por parte de las entidades supervisadas.
- b. Función Reguladora: Facultad de fijar las tarifas bajo su ámbito, a través de la GART.
- c. Función Normativa: Facultad de dictar, en el ámbito competente, los reglamentos, normas de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades supervisadas o de los usuarios.
- d. Función Fiscalizadora y Sancionadora: Facultad de imponer sanciones en el ámbito de su competencia por el incumplimiento de obligaciones derivadas de normal legales o técnicas.
- e. Función de Solución de Controversias: Facultad de conciliar intereses contrapuestos entre entidades o empresas bajo su ámbito de competencia, entre éstas y sus usuarios o de resolver los conflictos suscitados entre los mismos, reconociendo o desestimando los derechos invocados.
- f. Función de Solución de Reclamos de Usuarios: En segunda y última instancia administrativa.

La figura A.3 muestra su organización

### **A.3 Comité de operación Económica del Sistema - COES**

Es un organismo independiente creado por la Ley de Concesiones Eléctricas y cuyas

funciones han sido modificadas por la Ley 28832. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Actualmente sus principales funciones son:

1. Coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo.
2. Administra y liquida las transacciones del mercado de corto plazo (mercado spot).
3. Proponer, a través del Subcomité de Generadores y Transmisores, las tarifas en barra de generación y transmisión.
4. Planificación de la expansión de la transmisión.

La Figura A.4 muestra la estructura de su organización

#### **A.4 Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual - INDECOPI**

Tiene como funciones la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores. Además, fomenta en la economía peruana una cultura de leal y honesta competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual: desde los signos distintivos y los derechos de autor hasta las patentes y la biotecnología.

El INDECOPI es un Organismo Público Especializado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, con personería jurídica de derecho público interno. En consecuencia, goza de autonomía funcional, técnica, económica, presupuestal y administrativa (Decreto Legislativo No 1033).

#### **A.5 Compañías eléctricas**

Son las empresas estatales o privadas encargadas de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica para el consumo industrial y residencial. La Figura A.5 muestra a las más representativas.

#### **A.6 Usuarios**

Son los consumidores finales de la energía eléctrica. Este ítem fue desarrollado plenamente en la sección 2.2.4.a del marco teórico.

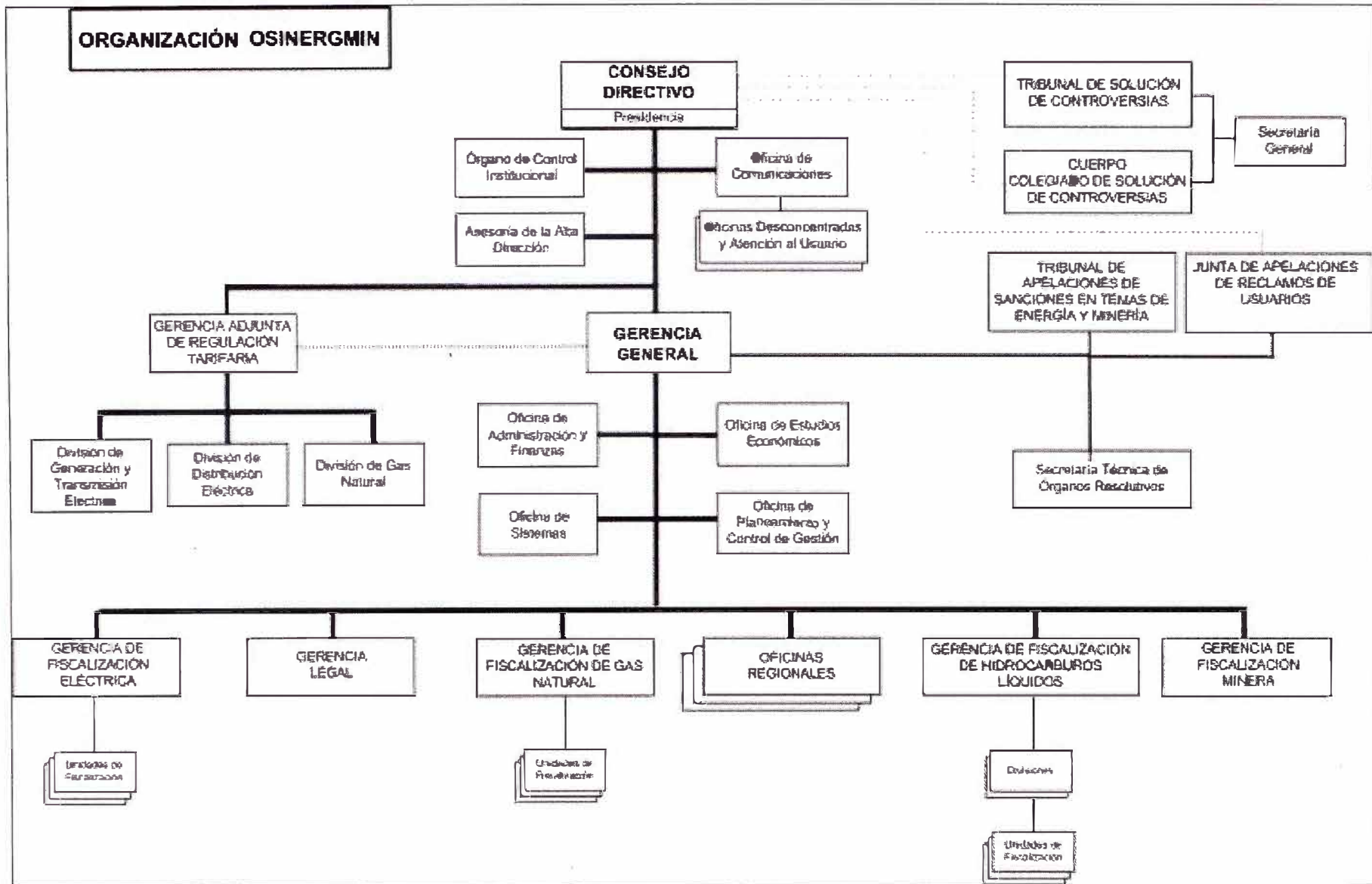
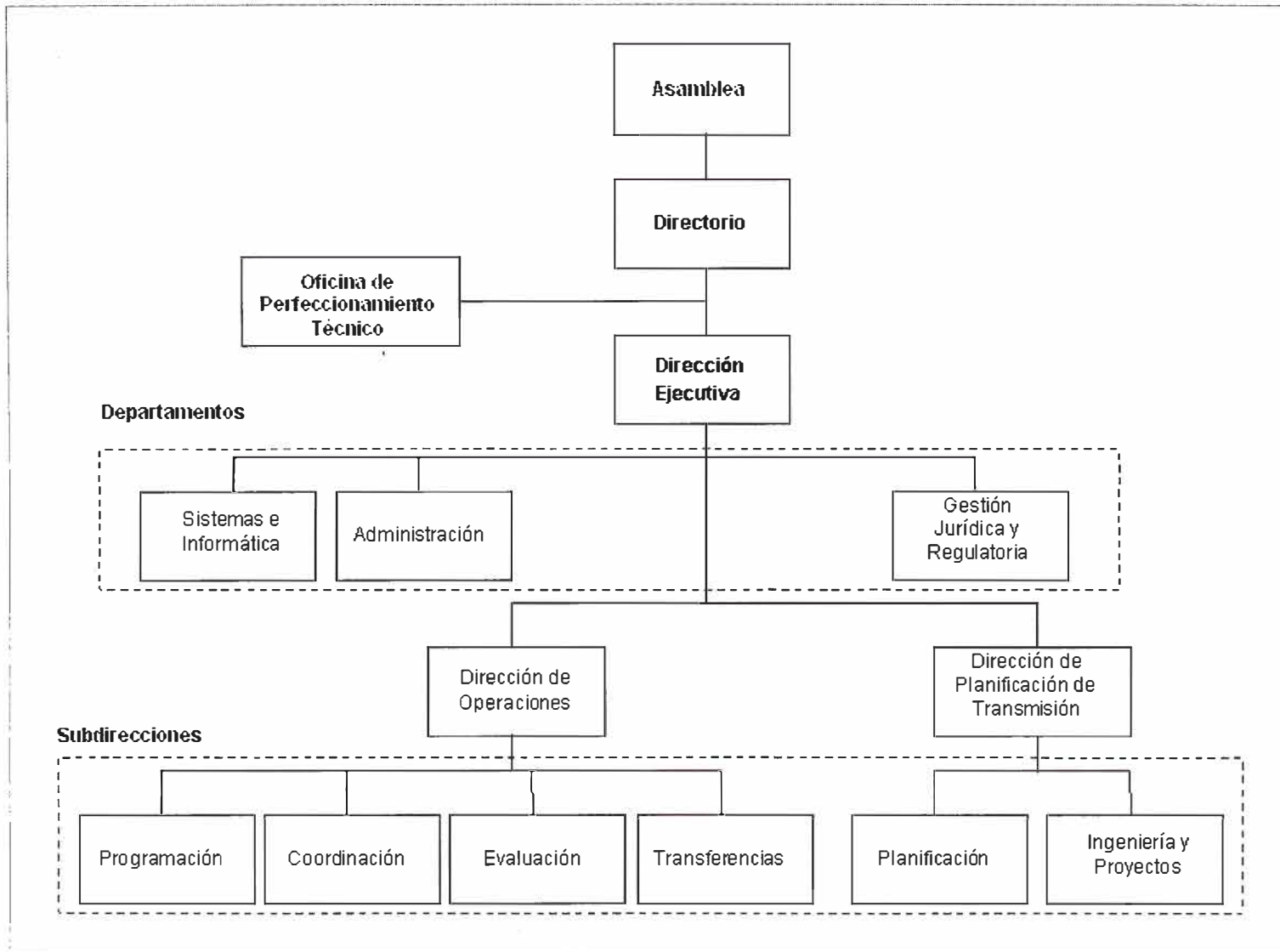


Figura A.3 Organización de OSINERGMIN



**Figura A.4** Organización de COES



Tipo	Generación	MW	Transmisión	Km	Distribución	Clientes
Privado	EDEGEL	1 574	REPSA	4 342	EDELNOR	1 027 741
	ENERSUR	907	TRANSMANTARO	603	LUZ DEL SUR	804 014
	DUKE-EGENOR	531	REDESUR	428	ELECTROSURMEDIO	153 539
	TERMOSELVA	203	ISA PERU	392	EDECAÑETE	28 093
	KALLPA	190	ETESSELVA	392	ELECTROTOCACHE	10 838
	ELECTROANDES	184	ETENORTE	342	EMSEMSA	7 061
	EEPSA	159	CONENHUA	371	EMSEU	6 517
	CAHUA	92			SERSA	4 812
	SHOUGESA	67				
Estatal	ELECTROPERU	1 032			HIDRANDINA	508 698
	EGASA	340			ELECTROCENTRO	465 285
	SAN GABÁN	129			ENOSA	299 899
	EGEMSA	106			ELECTROSURESTE	286 672
	EGESUR	63			SEAL	278 681
					ELECTRONORTE	259 729
					ELECTRO ORIENTE	161 236
					ELECTROPUNO	145 455
					ELECTROSUR	113 961
					ELECTRO UCAYALI	50 299

**Figura A.5** Empresas Eléctricas representativa



## ANEXO B: MARCO NORMATIVO

Desde 1992, las actividades del sector eléctrico se rigen por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE; aprobada por Decreto Ley N° 25844, publicado el 19.11.92) y por su Reglamento (RLCE; Para la comprensión del aspecto económico es necesario conocer algunos conceptos sobre el **Sector Eléctrico Peruano** y el **Marco Legal**, los cuales son desarrollados en el Anexo A y el Anexo B aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25.02.93).

Dichas normas se complementan con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) vigente desde el año 2006, con fines de perfección y adecuación a un evolucionado mercado eléctrico. En tanto que la supervisión y control de su operación está a cargo del OSINERGMIN (Ley N° 26734 del 31.12.96).

Posteriormente, se perfeccionan los mecanismos de inversión con las siguientes normas:

1. Ley N° 1041 (junio de 2008), que también perfecciona la normatividad eléctrica y promueve el uso eficiente del gas natural.
2. Ley N° 1002 (mayo de 2008), que concede ventajas competitivas a los proyectos de generación con energías renovables.

A continuación se describen las leyes más importantes que normaron el sector eléctrico, y los que lo hacen en la actualidad. La Figura B.1 presenta un esquema de la evolución histórica de dichas leyes.

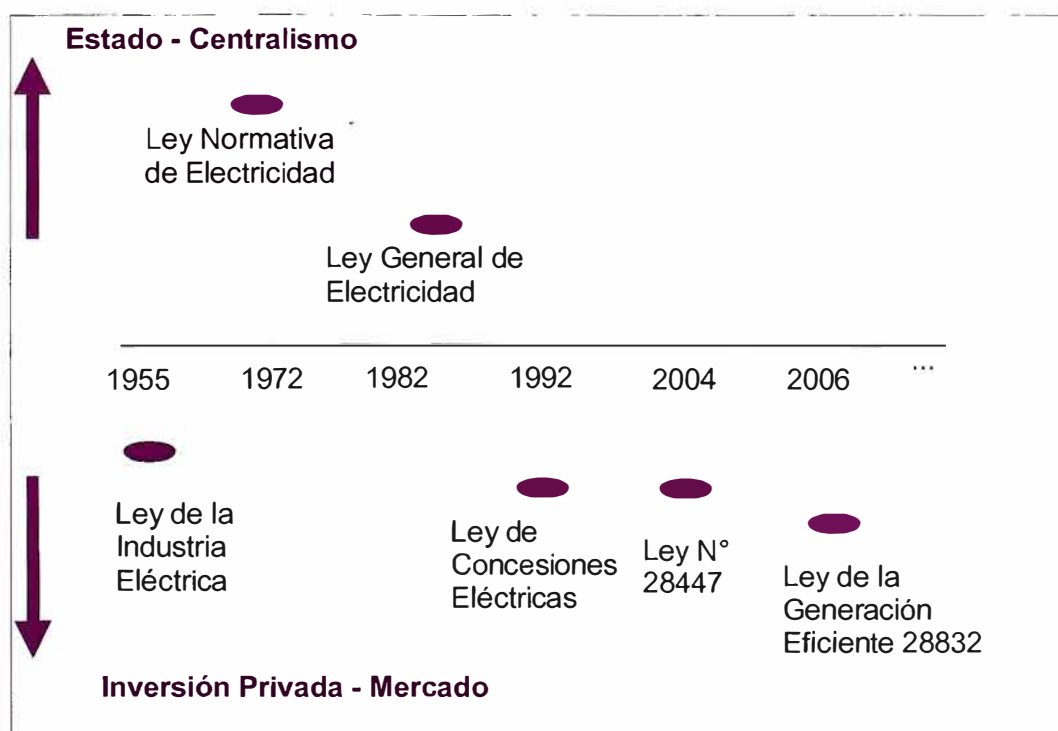


Figura B.1 esquema de la evolución histórica de las leyes

### **B.1 Ley 12378 - Ley de la Industria Eléctrica (1955)**

Se basa en que el suministro eléctrico es de utilidad pública, por lo tanto, no se distingue entre suministrador peruano o extranjero, ni público ni privado. Fomenta el desarrollo y mejoramiento de la industria eléctrica, además, estimula la inversión del capital privado garantizando su recuperación y un interés por la inversión en las obras e instalaciones. Mediante ésta ley, también se crea la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Se protege la seguridad y garantiza la propiedad, y se fijan los requisitos para las concesiones, permisos y licencias.

### **B.2 Decreto Ley 19521 - Ley Normativa de Electricidad (1972)**

A través de esta ley se realiza la estatización de la industria. Asimismo, se crea Electroperú con funciones de: planeamiento, estudios, proyectos, operación, supervisión de obras, asistencia técnica e investigación energética; sólo Electroperú podía brindar el servicio de electricidad. Cuando el sistema carecía de capacidad, se podía autorizar a los autoprodutores para su uso exclusivo y a través de contrato con Electroperú.

Las funciones de la CTE pasan al Ministerio, se fija una tarifa unificada nacional que se aprueba por Resolución Suprema en coordinación con el Ministerio de Industrias.

### **B.3 Ley 23406 - Ley General de Electricidad (1982)**

Esta ley deroga todas las anteriores, el servicio de electricidad es de necesidad y utilidad pública y de interés nacional.

Se desarrollan programas de emergencia de suministro eléctrico en Lima y otros centros regionales. Se realiza un plan de electrificación nacional a nivel departamental, provincial y distrital, usando geotermia y gas. Se incentiva a las empresas mineras a que provean de suministro eléctrico a poblados cercanos.

Se restablece la CTE con directorio 10 miembros: Presidente, MINEM, MEF, BCR, CIP, Regionales, SNI, Municipalidades. La tarifa será trimestral o a pedido de Electroperú, con una rentabilidad del 12% y capital inmovilizado. Electroperú mantiene el rol preponderante.

### **B.4 D.L. 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas (1992):**

Los principales elementos de la LCE, en comparación a sus predecesoras más recientes, comprendieron:

1. La eliminación del monopolio estatal del sector eléctrico.
2. La separación de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. La reforma de las empresas estatales que estaban integradas, como Electro Lima y Electro Perú.
3. Restricción para que la misma empresa participe simultáneamente en generación, transmisión y distribución de energía, excepto en casos específicos identificados en la

LCE (Ley de concesiones Eléctricas).

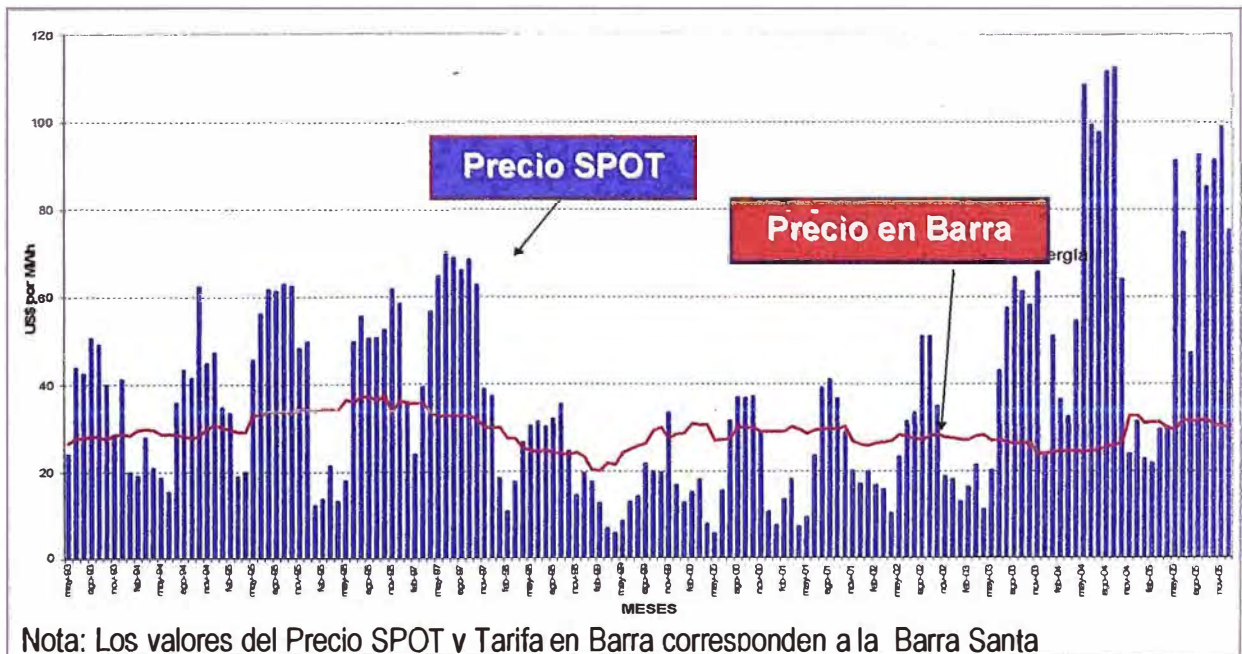
4. Promoción de la competencia (mercado libre) en la generación eléctrica a través de una estructura tarifaria basada en costos marginales; dichos costos marginales, se calculan con proyección de 4 años en adelante.
5. Regulación de las tarifas en transmisión y distribución. Las tarifas en barra: se fijan cada 6 meses y la transmisión y distribución, se fijan cada 4 años.
6. Promoción de la eficiencia de las empresas, favoreciendo a aquellas con los costos variables más bajos.
7. El servicio se presta a través de concesiones tanto por empresas estatales como privadas.

### Regulación de Tarifas en Generación

El precio de generación se calcula a partir de la suma de dos componentes: el precio de energía que es igual al costo variable de la última central que entró a producir en cada bloque horario; y el precio de potencia que es igual al costo fijo de la última central que entró a producir en la hora punta (máxima demanda). Ambos precios se fijan en base a criterios marginalistas. Precio de generación (USD / MWh) = Precio Promedio de Energía + Precio de Potencia.

A estos precios se le suma el peaje por transmisión principal para conformar la Tarifa en Barra (valor de la energía en los puntos de retiro de las distribuidoras). Tarifa en Barra (USD / MWh) = Precio de generación + Peaje por Transmisión Principal.

Con la regulación de la tarifa en barra de generación además de la minimización de costos, se busca la estabilidad de precios (Figura B.2).



**Figura B.2** Gráfica Precio Spot y Precio en Barra

### B.5 Ley 28447 (2004)

En el año 2004 ocurrió una crisis que se atribuyó a la aparición de un año seco, pero que, en realidad, se debió, de un lado, a la falta de inversiones y, del otro, al incumplimiento de una empresa distribuidora en mantener contratos que cubriesen como mínimo dos años de suministro por parte de una empresa generadora. Como consecuencia de dicha crisis, el Congreso de la República promulgó la Ley N° 28447 que, en esencia, trata de encontrar incentivos a la inversión en generación. Dicha Ley designó una Comisión para estudiar el problema y proponer modificaciones a la LCE. Esta tarea se completó con la entrega a la Comisión de Energía del Congreso de un documento denominado Libro Blanco. Principales cambios:

1. La metodología del cálculo de la Tarifa de Generación (se cambia de proyección de 4 años (hacia adelante) a: 1 año (hacia atrás) y 2 años (hacia adelante)).
2. Las tarifas en barra se fijan cada año: lo cual brinda mayor estabilidad.

### B.6 Ley 28832 - Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Julio 2006)

Se realizan cambios estructurales en la organización del mercado y marco de transmisión.

#### B.6.1 Antecedentes

Se encontraron algunos Inconvenientes en el esquema de la LCE. En el año 2004 se generó un problema para la renovación de los contratos de suministro entre generadores y distribuidores debido a que los primeros no querían renovar los contratos a la tarifa en barra vigente. (El precio spot –Costo marginal- era más alto que la tarifa en barra).

Diagnóstico del Problema: Las Tarifas en Barra presentan ciertos inconvenientes:

1. Se recalculan anualmente - genera riesgo.
2. Se basan en información asimétrica – genera riesgo.
3. Se calculan de acuerdo con las reglas administrativas – genera riesgo.

Los inversionistas: a mayor riesgo requieren mayor rentabilidad (mayor tarifa)

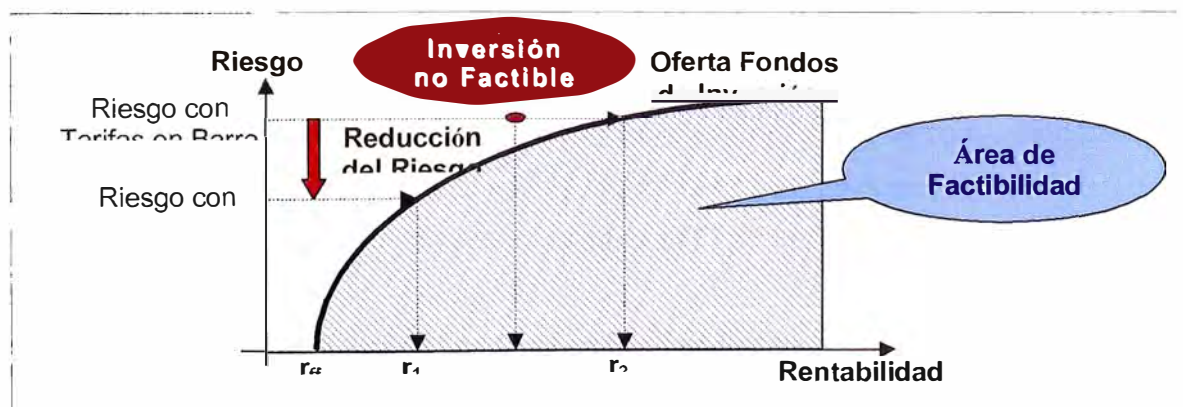


Figura B.3 Rentabilidad Vs. Riesgo

### **B.6.2 Necesidad**

Asegurar suficiencia de generación a través de contratos de suministro o abastecimiento.

Si el mercado no es competitivo, el esquema propuesto deberá hacerlo disputable disminuyendo las barreras de entrada para nuevos agentes.

Los precios de las licitaciones serán trasladados a consumidores. Reducir el riesgo de los generadores, si se desea reducir los precios a los consumidores finales.

### **B.6.3 Cambio en la Ley 28832**

La Ley 28832 refuerza los mecanismos del mercado para descubrir precios que incentiven la inversión en generación eléctrica eficiente.

Mediante:

1. Precios de acuerdo a lo requerido por el generador.
2. Estabilidad de los precios durante el plazo contractual.
3. Al efectuar requerimientos de electricidad con anticipación y niveles significativos de demanda, se incentiva la participación de nuevos agentes y el ingreso de centrales eficientes.
4. Licitaciones de Suministro a Precio Firme. Competencia por el mercado.
5. Nueva Regulación de la Transmisión.
6. Reestructuración del Operador.
7. Participación Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en el Mercado de Corto Plazo.

### **B.7 D.U. N° 046-2007 - Se dictan medidas extraordinarias por congestión en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (Noviembre 2007)**

Trata los precios spot en caso de congestión del sistema de transmisión eléctrica.

En caso de congestión de instalaciones de transmisión el COES despacha las unidades de generación fuera del orden de mérito de costos variables. Los costos variables de dichas unidades no serán considerados para la determinación de costos marginales del SEIN.

Los sobrecostos en que incurran los titulares de dichas unidades serán compensados por los Generadores que realicen retiros netos positivos de energía durante el período de congestión en las barras del subsistema eléctrico afectado por dicha congestión.

La asignación se efectuará en proporción a dichos retiros netos positivos.

### **B.8 D.L. N° 1041 - Modifican diversas normas del marco normativo eléctrico - (Junio 2008)**

A continuación se listan algunos de los mandatos de este decreto:

#### **a. Costos Marginales Idealizados**

Hasta el 31 de diciembre de 2011, los costos marginales de corto plazo serán iguales

a los costos marginales que se hubieran presentado sin la congestión, calculados por el COES mediante un despacho idealizado sin congestión.

#### **b. Régimen de potencia**

Solo tendrán derecho a la remuneración por Potencia las unidades de generación termoeléctricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible.

El Estado, en situación de emergencia, garantiza a dichas unidades la provisión de combustibles líquidos. Antes se tomaba en cuenta la indisponibilidad, pero ahora “si no se tiene disponibilidad de combustible al 100%, no se recibe pago por potencia”. En el caso de gas natural, mantener stocks es muy costoso, por lo tanto, significa tener contratos de suministro de gas natural delivery or pay y contratos de transporte firme (no interrumpible).

#### **c. Retribución del sistema garantizado de transmisión-**

Antes, el sistema era pagado por los usuarios y los generadores en función del beneficio económico que recibían. Hoy, lo pagan exclusivamente los usuarios (sólo la demanda).

Esto es beneficioso para los generadores, ya que los libera de pagar por la transmisión troncal. Supuestamente es una medida para promover inversión en nueva generación.

#### **d. Reasignación de gas natural en caso de congestión de suministro**

En caso de congestión declarada por el MINEM, las partes pueden llegar a acuerdos de transferencia de gas para que el despacho sea el más eficiente. Si no llegan a un acuerdo, el COES reasigna el gas natural y la capacidad de transporte de gas natural de la manera más eficiente y calcula la compensación entre las partes.

#### **e. Incentivos para proyectos hidroeléctricos**

Se modifica la Ley N° 28832 a fin de incorporar un incentivo a la contratación de energía hidroeléctrica, estableciendo que en el proceso de otorgamiento de Buena Pro de las ofertas económicas de proyectos hidroeléctricos (no aplicable a centrales existentes), se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las bases conforme al reglamento que será expedido. Los postores ganadores deberán presentar una garantía de ejecución de obras. Esto incidencia negativamente sobre proyectos termoeléctricos.

#### **f. Incentivo a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural**

Los generadores que contraten Servicio Firme tendrán derecho a una compensación que garantice la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente harían



en virtud de dicho contrato. La compensación se incluye para que los generadores reduzcan el riesgo de variación de demanda en estos casos, ya que en un servicio firme el transporte se paga sí o sí. Para hacerse acreedor de esta compensación, la norma ha incluido requerimientos de eficiencia dirigidos a la instalación de ciclos combinados.

**g. Incentivo por seguridad de suministro (tecnologías duales)**

Se incluye una compensación para los generadores que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación con un combustible alternativo. Esta compensación será establecida por OSINERGMIN. Esta disposición busca incentivar la denominada tecnología “dual”. En la actualidad esta tecnología solo admite como combustible de reserva Diesel, un combustible mucho más caro que el Gas Natural.

**B.9 Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico - D.U. N° 049-2008 (Diciembre 2008)**

Se explica a continuación a) los Costos Marginales Idealizados y b) el Tratamiento de los Retiros sin Contrato.

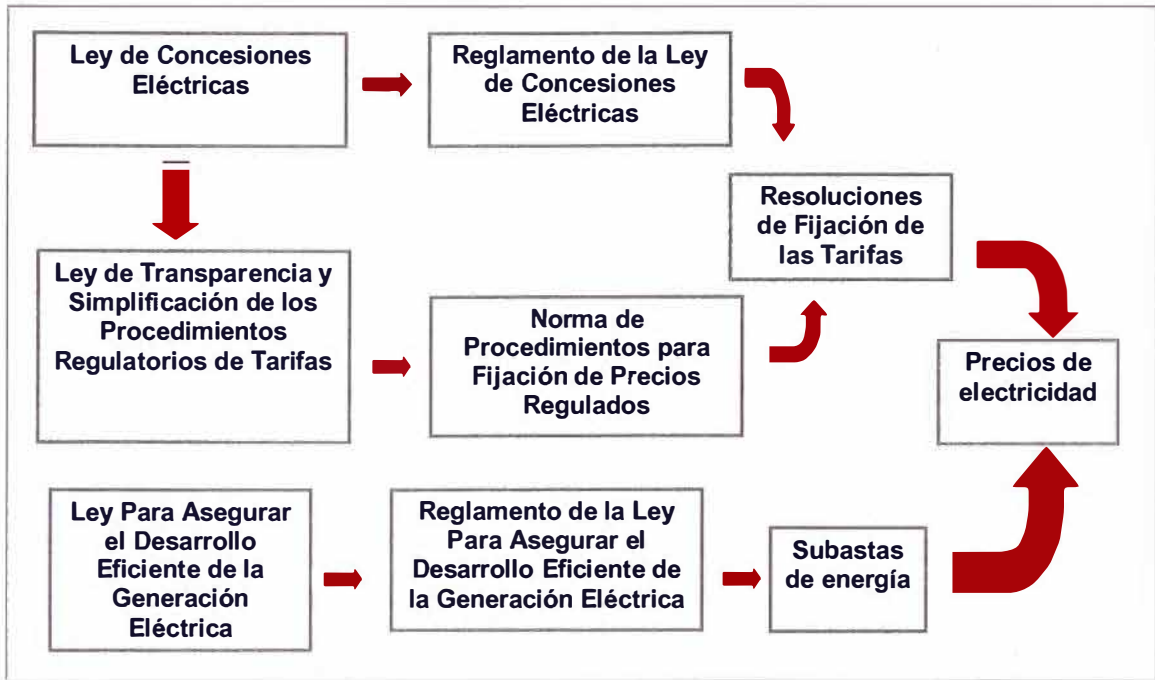
**a. Costos Marginales Idealizados**

Para efectos del cálculo de los costos marginales del sistema, el COES deberá realizar un despacho idealizado que no considere restricciones de transmisión ni transporte o suministro de gas natural. En consecuencia los costos marginales a utilizarse en las transacciones de corto plazo, serán marginales idealizados. Se establece además un tope a los costos marginales equivalente a 100 USD/MWh.

Los costos variables de las unidades que despachen por encima de costo marginal idealizado o del tope fijado serán trasladados a la demanda a través del Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

**b. Tratamiento de los Retiros sin Contrato**

Serán asumidos por los generadores en proporción a su energía firme libre de contratos y la diferencia en sus costos de producción o adquisición en el sistema y el precio regulado, será asumida por la demanda a través de un cargo adicional en el Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión. La Figura B.4 muestra las modificaciones a las leyes.



**Figura B.4** Modificaciones a las leyes



## ANEXO C: DESCRIPCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO MOOSEM

En los estudios de Nivel Óptimo de Contratación se utilizan modelos matemáticos para simular el despacho económico. Estos programas computacionales utilizan algoritmos matemáticos para modelar el comportamiento del SEIN y pronosticar las principales variables del mercado de generación eléctrica, en un período de estudio.

El objetivo de un modelo matemático es simular la operación económica del sistema hidrotérmico, minimizando los costos de operación, considerando el modelamiento de los parámetros más importantes del sistema eléctrico, de modo de obtener variables como costos marginales y el despacho de las centrales.

La metodología de dichos modelos se basa en la optimización de la función objetivo, que corresponde a minimizar el costo total de la operación estableciendo un equilibrio entre el beneficio presente del uso del agua y el beneficio futuro de su almacenamiento.

Asimismo, la solución de la función objetivo está sujeta a restricciones de los embalses, las centrales eléctricas, las líneas de transmisión, demanda y registro histórico de caudales afluentes. Todos los datos del sistema hidrotérmico son ingresados en archivos planos para luego ser procesados.

Actualmente, el COES y las empresas de generación cuentan con diversos modelos matemáticos. La tabla cC2 muestra algunos de ellos y una descripción resumida. La tabla C.3 muestra los principales parámetros de E/S utilizados por estos programas.

**Tabla C.1** Programas de optimización

<b>Programa</b>	<b>Programación</b>	<b>Característica</b>	<b>Fabricante</b>
SDDP	Estocástica dinámica dual	Multi-embalse, multi-nodal	PSR
Perseo	Lineal	Multi-embalse, multi-nodal	CTE
MOOSEM	Dinámica	Multi-embalse, multi-nodal	Oscar Barrientos

**Tabla C.2** Parámetros de E/S

<b>Parámetro</b>	<b>E/S</b>
Oferta de generación	E
Demanda de energía	E
Estadística de Caudales afluentes	E
Características de los embalses	E
Precio de los combustibles	E
Sistema de transmisión	E
Costos Marginales	S
Despacho de las centrales	S

En el presente estudio se utilizó el modelo MOOSEM, el cual fue adquirido por la empresa Kallpa Generación S.A.

El Modelo de Operación Óptima del Sistema Eléctrico y Mercado Peruano (MOOSEM PERÚ) tiene por objetivo simular la operación del sistema hidrotérmico, multi-nodal, multi-

embalse peruano, minimizando los costos de operación, considerando el modelamiento de los parámetros más importantes del sistema eléctrico, de modo de obtener variables físicas y monetarias de interés. El modelo MOOSEM es explicado en detalle según la siguiente estructura: a) Características Principales, b) Representación del negocio de la energía y potencia, c) Operación del modelo MOOSEM Perú, d) Archivos de entrada y salida

### **a. Características Principales**

Las características se resumen en lo siguiente:

- i. Etapa mensual de análisis.
- ii. Las centrales se modelan considerando los siguientes factores: Potencia; indisponibilidad por salida forzada y por mantenimiento; rendimiento; precios de combustibles; y costos variables no combustibles.
- iii. Es Multi-embalse, es decir, calcula y representa el valor del agua de varios embalses. Estos pueden estar en cascadas hidráulicas en las que participan centrales asociadas a embalses o centrales hidráulicas de pasada.
- iv. Todas las características del sistema, tanto eléctricas como hidráulicas, son ingresadas por dato, y por lo tanto, pueden ser modificadas por el usuario.

### **b. Representación del negocio de la energía y potencia**

Se destaca lo siguiente:

- i. Permite la simulación de secuencias hidrológicas aleatorias, cíclicas o de hidrologías reducidas.
- ii. Entrega costos marginales por barra.
- iii. Permite representar empresas: propietarios de centrales y contrato de suministro a clientes.
- iv. Para cada empresa se calculan las variables físicas y monetarias de interés.
- v. Calcula el Ingreso garantizado de Potencia Firme y el Ingreso adicional por Potencia Generada.

### **c. Operación del modelo MOOSEM Perú**

El modelo MOOSEM Perú opera en dos etapas, que en principio deben ejecutarse en orden, separadas físicamente en dos módulos o ejecutables diferentes, ellas son:

#### **c.1 Optimización de los embalses (X.opt)**

En esta fase se determina el valor del agua de los embalses a optimizar. Para ello, es necesario entregar al modelo el valor del agua inicial, es decir, los valores del agua de los embalses para el periodo siguiente a último mes de estudio. El resto de archivos, conteniendo los valores del agua del resto de los periodos, los genera automáticamente el modelo.

La determinación del valor del agua es un proceso iterativo acumulativo en donde en la etapa forward (hacia el futuro) se determinan cotas o volúmenes de los embalses (trayectorias de cotas interesantes) y en el proceso backward (hacia el pasado) se determinan efectivamente los valores del agua en estas cotas recién calculadas y se actualizan los valores para las cotas obtenidas en iteraciones anteriores.

Para determinar si los valores del agua acumulan suficiente información existen criterios de detención asociados a variables físicas, como volumen o generación de las centrales asociadas a los embalses, y también a variables económicas, como valor de la inyección de la energía de las centrales asociadas a los embalses.

### **c.2 Simulación del negocio eléctrico (X.sim)**

Este archivo controla la simulación tanto de la operación del sistema eléctrico como la del negocio eléctrico en el modelo MOOSEM Perú. En este archivo se definen datos generales como: el horizonte del estudio para la etapa de simulación, el rango de la estadística hidrológica, el factor de secuencias hidrológicas.

#### **d. Archivos de entrada y salida**

Todos los archivos de entrada y salida del programa son archivos ASCII planos. Los archivos de entrada deben existir previos a ejecutar el programa, mientras que los de salida no es necesario que existan.

Al ejecutarse el programa los archivos de salida serán creados, si no existen, o se sobre-escribirán, si ya existían. A continuación se describen los principales archivos de datos:

##### **d.1 Archivos de entrada**

Los archivos de entrada utilizados en el MOOSEM son:

- |    |                                        |                                                            |
|----|----------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| a. | Datos de las centrales                 | X.dat                                                      |
| b. | Datos periódicos                       | X.per                                                      |
| c. | Datos de demanda                       | X.dem                                                      |
| d. | Datos del sistema eléctrico            | X.sis                                                      |
| e. | Cálculo de Potencias Firme por central | (X.pfi) o Lectura de Potencias Firmes por central (Pfirme) |
| f. | Datos de caudales afluentes            | X.afl                                                      |
| g. | Datos de embalses                      | X.emb                                                      |
| h. | Datos de cascadas hidráulicas          | X.hid                                                      |
| i. | Datos de restricciones de riego        | X.rie                                                      |
| j. | Datos de precios de potencia           | X.pot                                                      |

##### **d.2 Archivos de salida**

Se describe a continuación el contenido de los archivos de salida del modelo

MOOSEM Perú.

- a. Salida por bloque (X.blo)
- b. Salida por mes (X.men)
- c. Salida con generación por bloque (X.gen)
- d. Salida con mantenimientos (X.man)
- e. Costos Marginales por bloque (CBL\_XXXX)
- f. Generación por bloque de centrales (GBL\_XXXX)

Los archivos de entrada y salida del modelo MOOSEM se describen a continuación.

## 1 Archivos de entrada

Los archivos de entrada utilizados en el MOOSEM son:

### i. Datos de las centrales (X.dat)

El archivo de datos de centrales *X.dat* contiene lo siguiente:

**Descripción de datos de las centrales hidráulicas:** tal como nombre de la central (hasta 7 caracteres), año entrada, mes entrada, año salida, mes salida, potencia máxima de la central [MW], potencia mínima de generación [MW], tipo de mínimo [S=sin mínimo/B=por bloque/E=por etapa], rendimiento [MW/(m<sup>3</sup>/s)], consumo propio [0/1], consumo específico, costo variable no combustible [USD/MWh], tasa de indisponibilidad [0/1], nombre del propietario (hasta 11 caracteres), nombre de barra de conexión al sistema eléctrico (hasta 7 caracteres).

**Descripción de datos de las centrales térmicas:** tal como nombre de la central (hasta 7 caracteres), año entrada, mes entrada, año salida, mes salida, potencia máxima de la central [MW], potencia mínima de la central [MW], tipo de mínimo [S=sin mínimo/B=por bloque,E=por etapa], consumo específico [unidad física/kWh], costo variable no combustible [USD/kWh], tasa de indisponibilidad [0/1], nombre de barra de conexión al sistema eléctrico (hasta 7 caracteres).

### ii. Datos periódicos (X.per)

El contenido del archivo de datos de periódicos *X.per* es el siguiente:

**Mantenimientos de centrales:** se ingresa el nombre de la central, el año y mes inicial de validez y el número de días de mantenimiento.

**Plan de obras de las centrales:** se ingresa el nombre de la central, el año y mes de entrada, y el año y mes de salida.

**Precios de combustibles de las centrales para el despacho de energía:** se ingresa el nombre de la central, el precio de combustible [USD/unidad física], el año inicial y mes inicial de validez del precio.

**Precios de combustibles reales de las centrales para el cálculo de costos de**

**generación:** se ingresa el nombre de la central, el precio de combustible [USD/unidad física], el año inicial y mes inicial de validez del precio.

### **iii. Datos de demanda (X.dem)**

Se ingresa las curvas de duración base (curvas de duración por bloques y por mes del sistema que se aproxima a la curva de duración real), información de las cargas para cada mes del período de estudio con el nombre de la carga (15 caracteres), año y mes inicial, año y mes final, potencia media [MW], factor de carga [0/1], número de curva base asociada, tasa de crecimiento del consumo [0/1], tipo de tasa de crecimiento ( **no**, **con** = continua, **dis** = discreta, **est** = estacionaria, **anu** = anual), nombre de barra de retiro, nombre de suministrador, indicación si es libre o regulado (lib/reg).

### **iv. Datos del sistema eléctrico (X.sis)**

En este archivo se ingresan los parámetros de cada línea de transmisión y los datos generales del sistema de transmisión.

En primer lugar se define cada barra del sistema de transmisión (hasta 7 caracteres). Luego se define cada línea de transmisión de la manera siguiente: código de línea (hasta 7 caracteres), nombre de barra inicial, nombre de barra final, año y mes inicial, año y mes final, resistencia [0/1 con referencia a potencia base definida], reactancia [0/1 con referencia a potencia base definida], límites de capacidad de líneas en ambos sentidos de flujo en [MW] y nombre de propietario (hasta 11 caracteres).

### **v. Archivos para potencia firme para las centrales**

El modelo tiene la opción de elegir entre calcular la potencia firme o leerla de un archivo, para ello se tienen los archivos X.pfi y Pfirmo respectivamente y que son descritos en detalle en los siguientes párrafos.

#### **Cálculo de Potencias Firme por central (X.pfi):**

Este archivo es utilizado cuando se desea que el programa calcule la potencia firme de cada central. El cálculo se realiza como si todas las unidades fueran térmicas en el sentido que su potencia firme se calcula como la potencia efectiva descontada de la tasa de indisponibilidad, consumos propios y tasa de mantenimientos. La metodología se basa en la RM-322-2002 y los procedimientos técnicos PR-26 al PR-30 del COES.

Inicialmente se define lo siguiente: factor de incentivo al despacho, factor de incentivo a la contratación, margen de reserva.

Luego, se ingresan los datos de las centrales para el cálculo de potencia firme: nombre de la central, año entrada, mes entrada, año salida, mes salida, potencia máxima de la central [MW], Costo Variable de Punta [USD/MWh], tasa de indisponibilidad [0/1], porcentaje de consumos propios [%], factor de penalización de la central, factor de pérdidas de la central, tipo de central.

### **Lectura de Potencias Firmes por central (Pfirme):**

Este archivo es utilizado cuando se desea entregar al programa la potencia firme de cada central. En una primera línea se ingresa el año inicial y año final, para el cual se entregan las potencias firmes de las centrales. En segundo lugar se ingresa una matriz con las potencias firmes (MW) de cada central para cada año del horizonte de estudio.

### **vi. Datos de caudales afluentes (X.afl)**

Este archivo contiene los caudales afluentes a las centrales hidráulicas, a los embalses y los caudales de las restricciones de riego, su estructura es la siguiente:

Se ingresa para cada central una matriz con la data histórica de caudales de la siguiente forma: Año de la estadística, seguida de las estadística mensual (caudal en cada mes) en [m<sup>3</sup>/s]. Para las matrices que representan embalses pre-operados es necesario que la estadística esté en [MW], es decir, la matriz representa la potencia media que entrega la central hidráulica asociada al embalse.

### **vii. Datos de embalses (X.emb)**

Este archivo contiene los datos de los embalses, para cada embalse deben definirse los siguientes datos: Nombre de embalse, lista de cotas de discretización para el embalse en [msnm], tabla por cotas [msnm] conteniendo filtraciones y/o evaporación [m<sup>3</sup>/s], volumen [Mm<sup>3</sup>], rendimiento [MW/(m<sup>3</sup>/s)] y caudal máximo de aducción [m<sup>3</sup>/s].

Seguida de esta información, para cada embalse deben definirse los volúmenes mínimos de operación, es decir, el volumen a partir del cual la central está autorizada para generar, notar que dicho dato puede ser modificado en el tiempo.

Luego, se definen los porcentajes del volumen inicial que deben conservar los embalses al finalizar cada etapa.

### **viii. Datos de cascadas hidráulicas (X.hid)**

Este archivo describe el sistema hidráulico, primero se ingresa la lista de embalses y sus centrales hidráulicas asociadas a las cuales se les calcula el valor de agua y las pre-operadas. Luego se describe el caudal máximo de aducción [m<sup>3</sup>/s ó MW, según corresponda de cada central hidráulica.

A continuación, se ingresa cada cascada hidráulica, y se define: nombre de la cascada, tipo de cascada: (cascada constituida por más de un elemento hidráulico, cascada constituida por un elemento hidráulico). Se describe el grafo de interconexión hidráulica de cada cascada: nombre de la variable hidráulica, tipo (afluente externo, vertimiento central o embalse, filtración embalse, extracción embalse, caudal generado), nodo origen y nodo destino (embalse, central hidráulica o **mar**, el nodo **mar** representa la fuente o el pozo según corresponda, en el sentido que los afluentes externos se generan de él y los caudales desaparecen en él).

### ix. Datos de restricciones de riego (X.rie)

En este archivo se describen las restricciones de riego del sistema hidráulico, la forma general de las restricciones de riego es la siguiente:

$$\sum_i \alpha_i * var\ hidr_i \geq \beta * \min_k \left\{ \sum_j \delta_j^k * demanda_j + \sum_i \lambda_i^k * afluyente_i \right\} \quad (2.3)$$

mientras que, la forma general de las ecuaciones de economía para los embalses es la siguiente:

$$\sum_{bloq} \left[ \sum_i \sigma_i * var\ hidr_i * hrs_{bloq} * 3.6e^{-3} \right] \leq derecho_{mes} * hrs_{mes} * 3.6e^{-3} + vol_{eco} \quad (2.4)$$

La estructura del archivo es la siguiente:

Primero, se define el nombre de la cascada para la cual se describirán las restricciones de riego, el número de restricciones de riego, número de restricción a describir, valor del costo de falla de riego en [USD/m3] para esta restricción, lista de variables hidráulicas y sus respectivos coeficientes, número de términos a describir, lista de términos, tipo (demanda, afluyente) y sus respectivos coeficientes.

Luego se describen las tablas de demanda de riego: nombre de la demanda de riego a describir, nombre del embalse al cual está referida la tabla de demanda, lista de cotas [msnm] y demandas de riego por mes [m3/s].

### x. Datos de precios de potencia (X.pot)

Este archivo contiene los datos para el cálculo del negocio de la potencia. Se describen los precios de la potencia, los factores de penalización de la potencia por barra para la demanda, y por último se describe la matriz de factores de distribución horaria del precio de la potencia del periodo descrito.

## 2 Archivos de salida

Se describe a continuación el contenido de los archivos de salida del modelo MOOSEM Perú.

### i. Salida por bloque (X.blo)

En este archivo se encuentra los costos marginales esperados por bloque, barra, mes y promedio anual [USD/MWh]. Así como: los flujos esperados por bloque, en cada línea y por mes y promedio anual en [MW], frecuencia esperada por bloque, línea, mes, sentido y promedio anual [0/1], pérdidas esperadas por bloque, línea, mes y total anual [GWh], ingreso tarifario esperado por bloque, línea, mes y total anual [millones USD].

### ii. Salida por mes (X.men)

En este archivo se encuentra los costos marginales ponderados por energía de cada

mes y promedio anual [USD/MWh], los costos marginales ponderados por hora de cada mes y promedio anual [USD/MWh], Ingresos tarifarios mensuales por línea y total anual [millones USD].

También se tiene información mensual por empresa cómo 1) Variables Físicas: Energía [GWh], Potencia [MW]; 2) Variables Monetarias: Valor de la inyección al COES, Valor de la inyección de Potencia garantizada y valor de la inyección de potencia adicional.

### **iii. Salida con generación por bloque (X.gen)**

En este archivo se tiene la generación total por bloque y promedio mensual [MW]. La generación de cada central por bloque y promedio mensual [MW] de cada mes y año del período de estudio.

### **iv. Salida con mantenimientos (X.man)**

Este archivo contiene el número de días de mantenimiento por año y mes de cada central.

### **v. Costos Marginales por bloque (CBL\_xxxx)**

Este archivo se genera durante la etapa de simulación si la clave **cblsec** está presente en el archivo **X.sim**, contiene los costos marginales [USD/MWh] por bloque y secuencia hidrológica para cada una de las barras del sistema.

### **vi. Generación por bloque de centrales (GBL\_xxxx)**

Este archivo se genera durante la etapa de simulación si la clave **gblsec** está presente en el archivo **X.sim**, contiene la generación [GWh] por bloque y secuencia hidrológica para todas las centrales.



## ANEXO D: GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Bloque horario.**-Corresponde a un intervalo de tiempo definido en un día. Se consideran tres bloques horarios: punta, media y base.

**Costo Marginal.**- Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía.

**Costo Variable Combustible (CVC).**- Representa el costo asociado al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Por ejemplo, para una unidad que utiliza como combustible el gas natural, dicho costo se determina como el producto del consumo específico (MMBTU/MWh) por el precio del combustible (USD/MMBTU). El CVC viene expresado en USD/MWh.

**Costo Variable No Combustible (CVNC).**- Representa el costo asociado a la operación y mantenimiento de una unidad térmica. El CVNC viene expresado en USD/MWh.

**Demanda.**- Equivale al consumo de electricidad en unidades de energía (GWh) o en unidades de potencia (MW) de un sistema eléctrico.

**Hidrología.**- Es la información de los caudales (m<sup>3</sup>/s) de los ríos.

**Kallpa.**- Empresa de generación eléctrica registrada como Kallpa generación S.A., cuya central térmica Kallpa se encuentra ubicada en Chilca y tiene tres unidades de generación de aproximadamente 180 MW cada una. Kallpa, palabra quechua que significa Fuerza, vigor.

**Mercado Eléctrico.**- Es el mercado en el cual se realizan las transacciones monetarias por compra y venta de energía y potencia.

**Modelo matemático.**- Es un modelo de optimización y simulación de la operación del sistema eléctrico cuyo resultado son las principales variables del mercado eléctrico: Costo Marginal y Despacho de las centrales. En Kallpa se utiliza el Modelo de Operación Óptima del Sistema Eléctrico y el Mercado (MOOSEM).

**Oferta.**- Corresponde a la capacidad instalada (MW) de las unidades de generación de un sistema eléctrico.

**Plan de Obras.**- Corresponde a los proyectos de generación y transmisión en el SEIN. Incluye la información de las fechas de ingreso, así como las características técnicas.

**Plantas de Largo Plazo.**- Son las unidades de generación necesarias para asegurar el suministro de energía de la demanda futura en el largo plazo.

**SEIN.**- Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Gracias a la interconexión del sistema eléctrico es posible la transmisión de energía desde las centrales más eficientes (económicas) a cualquier punto de demanda que se encuentre dentro de dicho sistema; o, en caso de falla de alguna central de generación, que otra pueda entrar en operación para cubrir la producción de la anterior central.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Dammert, Alfredo, et al, "Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico", Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008.
- [2] Solís Moreno, Rodrigo, "Un estudio de los riesgos en el negocio de la generación y comercialización de energía eléctrica", Universidad de Chile, 2001.
- [3] COES-SINAC, "Estadística de Operaciones", 2009.
- [4] Ministerio de Energía y Minas, "Perú, Sector Eléctrico 2009".
- [5] Díez de Castro, Luis y Mascareñas, Juan, "Ingeniería Financiera", Mc Graw Hill, 2da. Edición
- [6] Wood, Allen J. y Wollenberg, Bruce; "Power Generation, Operation and Control"; ISBN:0471586994
- [7] Gerencia Comercial de Kallpa Generación, "Caso Base de Kallpa N° 7", 2010.
- [8] ENDESA, "Nivel óptimo de contratos de suministro y análisis de riesgo", 2001.
- [9] Barrientos Frei, Oscar, "Modelo de Operación Óptima del Sistema Eléctrico y Mercado Peruano (MOOSEM PERÚ)", 2007.
- [10] Chereque Morán, Wendor;, "Hidrología para estudiantes de Ingeniería Civil", CONCYTEC, 1986.
- [11] OSINERGMIN, Informe N° 0127-2010-GART; "Informe para la Publicación de los Precios en Barra"; Período mayo 2010 - abril 2011.
- [12] COES-SINAC; "Procedimientos Técnicos". Serie de 35 archivos PDF <http://www.coes.org.pe/coes/Procedimientos/procedimientos.asp>