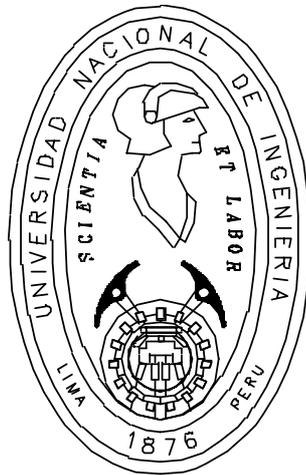


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**APLICACIÓN DEL MÉTODO DEL TRADE OFF/RISK EN LA  
DETERMINACIÓN DEL PLAN REFERENCIAL DE GENERACIÓN  
PROYECTO DE TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**ROMEL WILIAMS JIMENEZ PAREDES**

**PROMOCIÓN**

**2003 – I**

**LIMA – PERÚ**

**2006**

**APLICACIÓN DEL MÉTODO DEL TRADE OFF/RISK EN LA  
DETERMINACIÓN DEL PLAN REFERENCIAL DE  
GENERACIÓN**

*Dedico este trabajo a:*

*Mi madre, Evelina Paredes Tagle gracias a su  
invalorable sacrificio y a la inmensa confianza  
que me brindó.*

*Mi hermana, Cayrel por su apoyo incondicional  
en mi carrera.*

*A toda mi familia y a las personas que han  
aportado en mi vida con un grano de arena.*

## PRÓLOGO

El planeamiento de la expansión de un sector como el eléctrico es un proceso continuo y secuencial que envuelve la identificación y el uso de los recursos disponibles para la óptima atención de su demanda. La introducción de la competencia ha hecho que el proceso de la planificación de la expansión de la generación se torne considerablemente más complejo debido a que además de las incertidumbres ya conocidas (crecimiento de la demanda, precio de los combustibles, etc.) debemos tener en cuenta que las decisiones de expansión son asumidas independientemente por cada uno de los agentes que participan en el mercado.

La necesidad de contar con un plan referencial es brindar a los agentes del mercado (públicos y privados) señales adecuadas que impulsen el desarrollo de nuevos proyectos, este plan debe buscar estimular la eficacia, la competencia y la participación privada; y así conseguir la sostenibilidad del mercado en el largo plazo.

El presente trabajo busca formular un Plan Referencial de Generación que permita encontrar una secuencia de expansión racional. Con este fin se describe el contexto actual bajo el cual se desarrolla actualmente la planificación de la generación, así mismo se describen los métodos existentes utilizados en la planificación bajo incertidumbre y se aplica el método del trade off para determinar del Plan Referencial de Generación, el cual es sostenible en el largo plazo.

## **SUMARIO**

Este trabajo propone y desarrolla la metodología del trade off para planificar la expansión de la generación de sistemas eléctricos.

La problemática del proceso de planeamiento de la expansión de la generación, los cambios estructurales sucedidos en el sector eléctrico y su repercusión en el planeamiento la generación son descritas en el trabajo. Luego del análisis se realiza un diagnóstico del sector eléctrico peruano, describiendo la evolución de este luego de la reforma emprendida en el sector en el año de 1992.

La necesidad de encontrar opciones de expansión de generación eléctrica que permitan un adecuado crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia ha permitido el desarrollo de diversos métodos de planificación, los cuales son descritos en el trabajo, luego se muestra las ventajas del método del trade off en el planeamiento de la generación.

Finalmente el método elegido es aplicado en la planificación referencial del sistema eléctrico peruano, los resultados son evaluados y comparados con el plan referencial de electricidad elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y el plan de Obras elaborado para el proceso de fijación de tarifas de energía.

## ÍNDICE

<b>PROLOGO</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	2
1.1. Generalidades	2
1.2. Planteamiento del Problema	3
1.3. Objetivos de la Investigación	4
1.4. Revisión Bibliográfica	4
1.5. Estructura de la Tesis	6
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO</b>	8
2.1. Planificación centralizada	8
2.1.1. Criterios Empleados	8
2.1.2. Proceso de la planificación centralizada	9
2.2. Reestructuración del sector eléctrico	9
2.2.1. Cambios introducidos en el Sector Eléctrico Peruano	10
2.3. Planificación bajo un entorno competitivo	11
2.3.1. Riesgos del Proyecto	12
2.3.2. Análisis de sensibilidad	13
2.3.3. Análisis del punto de equilibrio	13
2.3.4. Análisis de decisión	14
2.3.5. Análisis de riesgo	14
2.4. Características necesarias de la planificación	15
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO</b>	17
3.1. Marco Legal	17
3.1.1. Objetivo de la Ley	17
3.1.2. Normatividad aplicada al Plan Referencial de Electricidad	18
3.1.3. Necesidad del Plan Referencial de la Generación	18
3.2. Plan Referencial de Electricidad	19
3.2.1. Objetivo del Plan Referencial	19
3.2.2. Criterios y Metodologías del Plan Referencial	19

3.2.3.	Análisis de los Planes Referenciales	22
3.3.	El Plan de Obras en la fijación Tarifaria	23
3.3.1.	Criterios aplicados por OSINERG en el Plan de obras	23
3.3.2.	Proyectos considerados en el Plan de Obras	24
3.4.	Inversiones en Proyectos de Generación 1992 – 2004	25
3.4.1.	Proyectos Térmicos	26
3.4.2.	Proyectos Hidráulicos	27
<b>CAPÍTULO IV</b>		
<b>LA PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE</b>		28
4.1.	Manejo de incertidumbre (Risk Managment)	28
4.1.1.	Riesgo e Incertidumbre	28
4.2.	Planteamientos del OSINERG	30
4.2.1.	Criterios empleados	30
4.2.2.	Metodología propuesta	32
4.3.	Planteamiento del Ministerio de Energía y Minas	34
4.3.1.	Propuesta del Ministerio de Energía y Minas	35
4.3.2.	Plan Referencial de Electricidad 2003	36
4.4.	Métodos existentes	36
4.4.1.	Principios de Selección	36
4.4.2.	Método del Trade off	38
4.5.	Comparación de las Metodologías	47
4.5.1	Elección de la metodología	48
<b>CAPÍTULO V</b>		
<b>APLICACIÓN DEL MÉTODO DEL TRADE OFF</b>		49
5.1.	Criterios y Premisas a usar	49
5.1.1.	Premisas de planificación	49
5.1.2.	Criterios técnicos	49
5.1.3.	Premisas Económicas	50
5.2.	Descripción de los modelos	50
5.2.1.	Modelo WASP	50
5.2.2.	Modelo PERSEO	52
5.2.3.	Diagrama de flujo	54
5.2.4.	Data empleada	55
5.3.	Aplicación al Plan Referencial de Electricidad	56
5.3.1.	Formulación del Problema	56
5.3.2.	Desarrollo de la Base de Datos	58

5.3.3. Análisis del Trade-off/Risk	61
5.3.4. Análisis complementario	62
5.4. Validación	63
5.4.1 Comparación con el Plan de Obras	63
5.4.2 Comparación con el Plan Referencia 2003	63
5.4.3 Evaluación Económica	64
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
Conclusiones	67
Recomendaciones	68
<b>ANEXO A</b>	69
<b>ANEXO B</b>	72
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	76

## **CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN**

El presente capítulo trata de situar el objetivo de la tesis, para lo cual se describe la problemática que enfrenta el proceso de planificación de la expansión de la generación frente a los cambios estructurales ocurridos en el sector eléctrico en los últimos años.

### **1.1. Generalidades**

La planificación de la expansión del sector eléctrico es un proceso continuo y secuencial, cuyo principal objetivo es atender las necesidades de energía de los consumidores de la manera más económica como sea posible con niveles aceptables de seguridad, confiabilidad y calidad. La planificación del sistema involucra estudios para determinar los recursos necesarios para atender el crecimiento de la demanda al mínimo costo posible considerando restricciones financieras y ambientales.

La reestructuración del sector y la introducción de los conceptos de libre mercado en el negocio de la generación hacen que el proceso de planificación sea más compleja y dependa de variables diversas, factores de mercado y del entorno económico todo ello proyectado hacia el futuro con su consiguiente incertidumbre de realización; debemos destacar que el negocio de la generación se caracteriza porque involucra inversiones de gran tamaño y periodos largos de recuperación del capital.

El Perú no estuvo alejado de los cambios ocurridos en el mundo, la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en el año de 1992, y el proceso de privatización iniciado en el año de 1994 dan inicio al proceso de reestructuración del sector, pasando de una estructura vertical estatal en la que las actividades de generación, transmisión y distribución se desarrollaban de manera integrada, a una estructura horizontal, donde se independiza estas actividades y se introduce competencia en aquellas actividades que su naturaleza lo permite

En este nuevo esquema la generación es segmento abierto a la competencia y se desarrolla bajo conceptos de libre mercado, lo que ha implicado que las decisiones de expansión de la generación sean asumidas independientemente por cada uno de los agentes que participan en el mercado, el cual debe brindar señales adecuadas que impulsen a nuevas inversiones.

En lo que respecta a la planificación de la expansión del sector eléctrico está ha venido siendo realizada a través del Ministerio de Energía y Minas para los fines dispuestos en el artículo 47 de la LCE. El incremento de los agentes privados en el negocio de la generación en la última década a introducidos mayores incertidumbres, lo que hace la tarea del planificador (Ministerio de Energía y Minas) se torne aún más compleja, en tal sentido el planificador tiene que incorporar los conceptos de libre mercado en el proceso de planificación de la expansión de la generación. Bajo este entorno el planificador requiere identificar los aspectos técnicos y económicos que puedan llevar al establecimiento de secuencias de expansión de la generación que de manera racional puedan ser planteadas y sustentados dentro del marco regulatorio actual.

## **1.2. Planteamiento del Problema**

La introducción de la competencia en el negocio de la generación ha hecho que la decisión de planificar sea más compleja, dado que el proceso de planificación se desarrolló bajo tres premisas

- La no existencia de un único criterio que define cual que es el plan óptimo a implementar.
- La existencia de muchas incertidumbres sobre que futuro.
- La existencia de múltiples tomadores de decisión.

En el Perú la planificación del sector eléctrico está a cargo del Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo a lo dispuesto en la LCE. La elaboración del Plan Referencial y sus resultados, han presentado en los últimos años ciertas divergencias con los hechos ocurrido en la realidad, esto debido a los siguientes problemas:

- Desequilibrio entre el grado de información que maneja el Ministerio, el regulador, el operador del sistema y las empresas reguladas sobre posibles inversiones en el sector eléctrico peruano.
- La promoción de nuevas inversiones han sufrido continuos cambios y postergaciones, produciendo desconcierto entre los agentes interesados en dichas inversiones.
- El Plan Referencial de Electricidad en el corto plazo no guarda relación con el Programa de Obras empleado en el proceso de regulación de tarifas
- El rol del Plan Referencial de Electricidad debió ser el de un orientador estratégico de la evolución del sector, objetivo que no se ha cumplido de acuerdo a los resultados obtenidos en los últimos 10 años que tiene vigencia la Ley; esto debido principalmente a que el Ministerio de Energía y Minas ha dado énfasis a que el Plan Referencial sea un catalogo de proyectos que puede interesar a los inversionistas privados.

- **El Ministerio de Energía y Minas no cuenta con una metodología o procedimiento específico que le permita elaborar un Plan de Expansión de la Generación** sostenible bajo criterios técnicos y económicos acordes a la realidad nacional.

### 1.3. Objetivos de la Investigación

La objetivo del presente trabajo es emplear ***el método del trade off/risk en el proceso de planeamiento de la expansión de la generación y realizar una aplicación al caso de la planificación del Plan Referencial en el Perú.***

Esto permitirá contar con una metodología basada en criterios técnicos y económicos que permita encontrar una secuencia de expansión de la generación racional de acuerdo a las necesidades del sector

### 1.4. Revisión Bibliográfica

Para el desarrollo de la tesis se efectuó una revisión de la bibliografía, la cual se puede resumir de la siguiente manera:

- Una primera etapa en la que se recopila y revisa bibliografía que permita realizar el diagnóstico del sector eléctrico en tal sentido (2, 3) "*Plan Referencial de Electricidad*" y (4) "*Estudio Técnico Económico de determinación de precios de Potencia y Energía en barras para la fijación tarifaria*" de noviembre de 2004" poseen información que permite analizar la evolución del Sector Eléctrico Peruano en la última década.
- La segunda etapa comprendió la recopilación y revisión de bibliografía que permita analizar los cambios producidos en el Sector Eléctrico y su influencia en el proceso de planificación. *La Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento* (1) brinda información sobre la reestructuración del Sector Eléctrico Peruano; En lo que respecta a los reestructuración del Sector Eléctrico, el libro (5) "*Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*" de Marija Ilic describe los cambios ocurridos en las últimas décadas y su influencia en el proceso de planificación, el artículo (6) "*Power System Planning in the South America Electric Market Restructuring*" de Hugh Rudnick y Rodrigo Quinteros describe la evolución del proceso de planificación en función de la reestructuración de los mercados eléctricos en América del Sur; en lo que respecta a la posición de los agentes privados sobre futuras inversiones en un ambiente de competencia estas son descritas en el libro (8) "*Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*" de Hishan Khatib.
- En una cuarta etapa la revisión bibliográfica comprende estudios e informes elaborados en el Perú respecto a la planificación de la expansión de la generación, entre los que se destacan dos informes; el primero corresponde a (14) "*Incertidumbre y Riesgo en los Proyectos de Generación de Energía Eléctrica*", elaborado por Juan

Timaná para la GART en noviembre del 2002, dicho informe presenta una buena descripción de los conceptos de riesgo e incertidumbre relacionados a la expansión del sector eléctrico. El segundo informe (15) "*Criterios, Metodología y Modelo para la determinación del Plan de Obras de Generación*" elaborado por la Universidad del Pacífico, dicho informe describe la problemática de la formulación del Plan de Obras de la Generación con fines Tarifarios, presenta una breve descripción de los criterios y metodologías más aceptados empleadas y a partir de ello hace una propuesta de criterios y metodologías a considerar en la formulación del Plan de Obras de Generación además de presentar una aplicación práctica.

- La quinta etapa, correspondió a la revisión de los métodos existentes para el tratamiento de la incertidumbre en la planificación. El libro (16) "*Decisiones Empresariales bajo riesgo e incertidumbre*" de Ignacio Velez Pareja publicado el 2003 describe metódicamente el proceso de toma de decisiones de inversión frente al riesgo e incertidumbre, destacamos el capítulo 3 en el que presenta una buena referencia del método de escenarios, para complementar la información se usa la memoria para optar el título de Ingeniero Civil de Industrias con Mención Electricidad de la Universidad Católica de Chile de 1999 cuyo título es (25) "*Evaluación comparada de Metodologías de análisis de decisiones ante incertidumbres en la expansión de Sistemas Eléctricos*" de Francisco A. Sinning Opazo, dicha memoria presenta un estudio general de las incertidumbres, las implicancias en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, los métodos que permiten enfrentar dichas incertidumbres, además de presentar una aplicación práctica. En lo que respecta al método del Trade – off, el libro (17) "*Spot Pricing of Electricity*" de Freed Schweppe describe conceptos de planificación bajo incertidumbre adicionalmente presenta brevemente los conceptos del trade – off. Dos artículos de gran utilidad en el desarrollo y entendimiento del método de Trade – off fueron (18) "*Trade off/Risk analysis in Power System Planning*" y (19) "*Trade Off Methods in System Planning*", ambos artículos de Hyde Merrill describen los conceptos básicos del método del Trade – off y su aplicación en el proceso de planificación, complementariamente el artículo (21) "*The Trade-Off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning*" elaborado por Hyde Merrill y Enrique Crousillat para el Banco Mundial el año de 1992, presenta una aplicaciones prácticas del método de trade – off en la planificación de la expansión de la generación.
- En lo que respecta a las herramientas computacionales empleados, para el modelo PERSEO se utilizó la memoria para optar el título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Nacional de Ingeniería del 2000 cuyo título es (26) "*Determinación de los*

*Costos Marginales del Sistema Interconectado Nacional*” de Manuel Uribe, este trabajo describe los principios de operación del sistema eléctrico, la teoría marginalista así como la representación matemática del modelo, en lo que respecta al modelo WASP, se utiliza (28) “Wien Automatic System Planning Package (WASP)” elaborado por Internacional Atomic Energy Agency, en ella describe los principios matemáticos que el modelo emplea así como el manual de usuario.

Complementando la revisión bibliografía, se concertó entrevistas con personas del Ministerio de Energía y Minas y de empresas de generación privadas, cuyo aporte permitió la identificación del problema que enfrenta la tesis, y permitió complementar el diagnóstico del Sector Eléctrico.

### **1.5. Estructura de la Tesis**

La presente Tesis está dividida en seis capítulos. El Capítulo I, corresponde a la Introducción, en ella se explica la temática general que enmarca el presente trabajo, la problemática que enfrenta, los objetivos que persigue la tesis y se presenta una breve reseña de la bibliografía consultada.

El Capítulo II describe en forma resumida los cambios que se han producido en el sector eléctrico en los últimos años, el proceso de planificación desde una perspectiva tradicional (planificación centralizada), el análisis de los inversionistas privados, la experiencia internacional en la planificación, al finalizar el capítulo se mencionan lineamientos y características generales del proceso de planificación y particularmente las vinculadas a la planificación en el Perú.

El Capítulo III, presenta una descripción de la situación actual del Sistema Eléctrico Peruano, en la cual se describe el marco legal que rige al sector eléctrico y la normatividad referida al Plan Referencial de Electricidad, las características más resaltantes del Plan Referencial, Plan de Obras de Generación y las inversiones en proyectos de generación desarrollados a la fecha, finalmente describimos los problemas a los cuales está expuesto el proceso de la planificación.

El Capítulo IV se describe los conceptos de Riesgo e Incertidumbre asociados a los proyectos de generación, se presenta un breve resumen de estudios y propuestas desarrolladas por entidades vinculadas al sector; posteriormente se describe las características de los métodos existentes para la planificación de Sistemas de Potencia, finalmente se presenta la comparación y selección del método a emplear en la presente tesis.

El capítulo V presenta los criterios, las premisas y las herramientas computacionales a ser empleadas en la aplicación del método seleccionado en el capítulo precedente a un caso real, posteriormente se presentan los resultados obtenidos y su respectivo análisis.

Finalmente se presentan las conclusiones más relevantes del presente trabajo, así como también las recomendaciones que permitan el avance futuro y la mejora en el desarrollo del tema.

## **CAPÍTULO II**

### **LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

El objetivo primario de la planificación de la generación es encontrar la energía necesaria para atender a los consumidores de la manera más económica como sea posible con un grado aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad. Este capítulo describe el proceso de planificación de la expansión de la generación antes y después de las reformas producidas en el sector eléctrico, también menciona algunas de las características que deben guiar dicho proceso bajo la nueva estructura del sector.

#### **2.1. Planificación centralizada**

El planeamiento del Sistema Eléctrico en un mercado monopólico es realizado típicamente por una empresa verticalmente integrada que es la responsable de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los consumidores. Muchas de las teorías de planeamiento de sistemas en este tipo de mercados, se basan en la caracterización del sector eléctrico como una actividad de *Servicio Público* con características de *Monopolio Natural* (8).

El planeamiento de la Generación en un mercado monopólico es conducido por los criterios de confiabilidad relacionados a la generación, y el supuesto centralizado sobre los costos de generación. La empresa monopólica determina cuando los requerimientos de nueva capacidad de generación, identifica la mixtura de recursos de generación de mínimo costo.

##### **2.1.1. Criterios Empleados**

Los métodos tradicionales de planificación en el sector eléctrico de potencia se basan en un modelo determinístico de minimización de los costos de inversión y de operación, sujeto a ciertas restricciones técnicas económicas.

- **Criterio de confiabilidad**

Los criterios de confiabilidad se usan sobre todo para determinar los requerimientos de reserva de capacidad de generación y transmisión del sistema, es decir, unidades de generación, líneas de transmisión, subestaciones necesarias para que el sistema sea capaz de operar el sistema bajo falla de equipamientos, mantenimiento de equipos, y variaciones de carga. El criterio está basado en muchos años de

experiencia con el sistema y de criterio en cuanto a la suficiencia y funcionamiento y estándares futuros.

- Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP – Loss of Load Probability) que de otra manera puede señalarse como la probabilidad de no servir a la carga firme
- Margen de Reserva se requiere que la empresa tenga un margen de reserva de capacidad instalada sobre la expectativa anual de máxima demanda.
- Criterio económico  
El criterio económico comúnmente usado es “condición mínima de ingresos” o también conocido como “plan de mínimo costo”. En este caso el valor actual neto de los requerimientos de ingresos de los diferentes planes de expansión del sistema son evaluados para identificar el plan con menor requerimiento de ingresos.

### **2.1.2. Proceso de la planificación centralizada**

El proceso de planificación en un entorno centralizado tiene en cuenta los siguientes aspectos:

- Expectativa del crecimiento de la demanda de energía
- Evaluación de las unidades existentes
- Evaluación de los proyectos asumidos

Con esta información se procede a la determinación del Plan de expansión considerando el criterio de “mínimo costo” total de inversión y operación del Sistema satisfaciendo además criterios de confiabilidad que aseguren niveles adecuados de calidad y seguridad del servicio.

## **2.2. Reestructuración del sector eléctrico**

En el Mundo el sector eléctrico ha resistido a los cambios rápidos; esto debido principalmente a la inercia de su gran tamaño, altas inversiones, y en muchos casos de características monopólicas.

Estos cambios fueron impulsados por tres factores importantes (8):

- i. La influencia de los mercados económicos, y su énfasis en la competencia, lo cual lleva a la reestructuración, desregulación, liberalización, inversión del sector privado, propiedad así como comercio de electricidad.
- ii. Los cambios rápidos en tecnologías que han ocurrido en la generación de electricidad y en los sistemas de computación usados para encontrar el despacho de potencia.
- iii. Creciente preocupaciones medioambientales que están impulsando eficiencia, conservación y conversión en combustibles libres así como emisión limpia renovable y generación distribuida.

La economía de mercado también ha llevado a un mayor énfasis en la eficiencia de inversión y la rentabilidad del capital. Alentaron la competencia, la asociación del sector privado y los productores independientes en el sector. La preocupación medioambiental alentó la producción de electricidad más eficiente, reducción de pérdidas, utilización de combustibles limpios, disminución de emisiones, y control de contaminación.

Los mercados de energía en el mundo están actualmente en medio de transformaciones fundamentales, esto como resultado de los cambios tecnológicos y reformas de política. Los objetivos de esta reforma son: reforzar la eficiencia, bajar costos, aumentar la opción del cliente y activar la inversión privada; el instrumento político para lograr estos objetivos es la introducción de la competencia y de la participación privada, un gran número de países desarrollados y en vías de desarrollo han reestructurado el mercado de electricidad.

Una práctica internacional comúnmente empleada para el diseño legal, regulatorio, e institucional del sector comprende:

- La privatización y reestructuración de las utilidades eléctricas poseídas por el estado.
- La separación de las funciones regulatorias y operacionales, la creación de regulador coherente y el establecimiento de un regulador independiente para proteger los intereses de los consumidores y promover la competencia
- La desintegración vertical del sector eléctrico en generación, transmisión, distribución y comercialización.
- La promoción de la participación privada en la inversión y gestión a través de la privatización, concesión y nueva entrada.
- La reducción de subsidios y rebalance de tarifas en orden de brindar precios en línea con los costos y reducir las distorsiones del mercado.

### **2.2.1. Cambios introducidos en el Sector Eléctrico Peruano**

El Perú no estuvo ajeno a los cambios producidos en el mundo, es a partir de la LCE que se da inicio a la transformación del sector eléctrico, entre los cambios más sobresalientes podemos mencionar:

- Separación de los roles del Estado en las áreas de Normatividad, Regulación y Gestión Empresarial.
- Se elimina la estructura vertical monopólica a manos del Estado y se separan las actividades del sector en Generación, Transmisión y Distribución.

- Fomento de la participación de los inversionistas privados para operar en cualquiera de las actividades del sector, implementado para ello la dación de concesiones y autorizaciones a cargo del Ministerio de Energía y Minas
- Se establece dos tipos de clientes en función de su demanda: “cliente libres” aquellos usuarios que posean un consumo mayor a 1MW y “clientes regulados” aquellos usuarios cuyo consumo sea inferior a 1MW.
- Se establece una política de precios; los cuales deben reflejar los costos reales de producir, transmitir y distribuir eficientemente el suministro eléctrico.
- La actividad de Generación será regida por la competencia entre generadores, El precio de Energía refleja los Costos Marginales resultado de la Operación Económica del Sistema (costo marginal) y el precio por Potencia refleja el costo de la unidad más económica para abastecer potencia adicional en la hora de máxima demanda.
- La actividad de Transmisión es un Monopolio Regulado, cuyo precio reflejará el Costo Medio Eficiente de un Sistema Económicamente Adaptado.
- La actividad de la Distribución es un Monopolio Natural, sus precios reflejarán el Costo Medio Eficiente para Empresas Modelo y el Valor Agregado de Distribución por nivel de tensión.
- Se crea la Comisión de Tarifas de Energía (actualmente OSINERG–GART); cuya responsabilidad entre otras es la de fijar las tarifas de energía eléctrica.
- Se crea un Organismo Técnico conformado por las empresas de Generación y de Transmisión denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar la operación económica del Sistema garantizando la seguridad de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

### **2.3. Planificación bajo un entorno competitivo**

La liberación de los mercados ha generado que los riesgos e incertidumbres inherentes al proceso de planificación sean asumidos por los agentes del sistema, lo que se ha traducido en dificultades a la hora de tomar decisiones de inversión.

En la evaluación de proyectos desde la perspectiva privada, se centra fundamentalmente en determinar el beneficio económico neto que el proyecto pueda brindar a la empresa gestora del mismo. Sin embargo, se puede también evaluar el beneficio económico neto a nivel del proyecto, o sea a nivel de la riqueza que genera este, independientemente de la forma en que ésta se distribuye entre los agentes que mantienen derechos sobre ella, como son los propietarios, los acreedores y el Estado. Una evaluación económica de este tipo entonces se realizará de manera independiente

de la fuente de fondos o de la estructura de financiamiento. En este tipo de evaluación el objetivo es analizar si el proyecto es o no un buen negocio por sí mismo; es decir, si es rentable por sus propias operaciones.

### **2.3.1. Riesgos del Proyecto**

La evaluación del proyecto involucra el supuesto sobre entrada de datos con variados grados de incertidumbre. En algunos casos pueden estas incertidumbres individuales combinarse y producen una incertidumbre total de proporciones muy críticas.

El riesgo generalmente puede originarse desde tres fuentes:

- Incertidumbres en el planeamiento y requisitos del proyecto.
- Incertidumbres en los coeficientes de diseño (como por ejemplo tecnológicos, de ingeniería, económicos y ganancias)
- Incertidumbre en datos de entrada exógenas del proyecto (principalmente disponibilidad y precio de combustibles)

Las incertidumbres enfrentadas por empresas eléctricas son factores internos, los cuales pueden ser controlados hasta cierto punto por empresa y factores externos, los cuales están fuera del control de la empresa.

Principales incertidumbres enfrentadas por las empresas eléctricas:

#### **i. Incertidumbres externas:**

- Crecimiento económico nacional y regional y su correspondiente efecto en la demanda eléctrica futura.
- Estructura de la demanda y la tasa de sustitución de otros combustibles por electricidad.
- Fluctuaciones futuras impredecibles en el precio local y global de los combustibles.
- Futura legislación y regulación ambiental
- Innovaciones tecnológicas y desarrollo de plantas más eficientes y menos contaminantes.
- Inflación futura y costo de financiamiento

#### **ii. Incertidumbres internas**

- Confiabilidad del Sistema y capacidad de la planta de generación.
- Desbordamiento de los costos de los proyectos.
- Ejecución programada de la ejecución del proyecto y retrasos
- Perdidas del sistema
- Costos de operación y mantenimiento.

Para analizar el riesgo del proyecto existen varios procedimientos generalmente los más empleados son:

- Análisis de sensibilidad
- Análisis de decisión
- Análisis del punto de equilibrio
- Análisis de riesgo

### **2.3.2. Análisis de sensibilidad**

El análisis de sensibilidad involucra cálculos de flujo de caja bajo el mejor estimado de los datos variables de entrada, y entonces calcular las consecuencias de los cambios limitados en el valor de esos datos de entrada. Ayuda al evaluador a identificar las variables que afectan significativamente el resultado y correspondientemente necesitan más información e investigación.

El Análisis de sensibilidad se lleva a cabo prácticamente durante cada evaluación financiera y económica de los proyectos. Es una revisión del impacto que los cambios en los datos de entrada del proyecto seleccionado, pueden tener en el valor actual neto (VAN) o la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto. En este caso una o más variables son cambiadas independiente o colectivamente, dentro de límites razonables.

El análisis de sensibilidad es por consiguiente un esencial y fácil medio de evaluar la vulnerabilidad del proyecto a la probable desviación futura de los mejores datos de ingreso estimados. También puede ayudar en gran medida a evaluar la magnitud de riesgo en el proyecto, y en particular los datos de ingreso que de modo significativo afectan los resultados del proyecto. Para el sector eléctrico los ítems más importantes que afectan la ejecución financiera de un proyecto son las tarifas eléctricas, el precio de los combustibles y la proyección de la demanda.

### **2.3.3. Análisis del punto de equilibrio**

En todo proyecto de producción industrial un análisis de punto de equilibrio financiero es esencial, para evaluar la relación entre el volumen de producción, costo de producción y ganancias. El punto de equilibrio es el nivel de ventas de producción en el que los ingresos financieros son igual al costo total de producción: a mayor volumen de ventas se generan las ganancias financieras.

El detalle del análisis de punto de equilibrio variará dependiendo que tipo de ganancias (en bruto, neta, antes o después de los impuestos, etc.) y que tipo de costos (costo del dinero, costo de ciertos artículos de ingreso) son requeridos para el examen. Es usual llevar a cabo tal comprobación a través de un análisis de sensibilidad en orden

para demostrar como la variación en diferentes componentes del costo de producción o demanda el punto de equilibrio.

El análisis del punto de equilibrio en los proyectos industriales. Puede llevarse a cabo bastante fácil igualando costos fijos y los costos variables al ingreso de las ventas a un cierto nivel de ventas a fin de:

$$\text{costo fijo} + [\text{volumen de ventas} \cdot \text{costo por unida de produccion}] = \text{precio de venta} \cdot \text{volumen de ventas} \quad (2.1)$$

#### 2.3.4. Análisis de decisión

Una metodología más comprensiva a la incertidumbre que el análisis de sensibilidad es el análisis de decisión. En su forma más simple involucra la selección de escenarios, el escenario base, el escenario optimista y el escenario pesimista.

- El escenario base demostraría la mayor probabilidad de datos y resultados desde el punto de vista del evaluador del proyecto.
- El escenario optimista incorporaría parámetros que son más favorables al éxito de proyecto que ellos aprecian en el tiempo de evaluación.
- El escenario pesimista tendría una visión opuesta que espera que los eventos futuros pueden ser los menos favorables para el éxito del proyecto.

El análisis de decisión puede ser abordado donde a cada uno de los escenarios se le puede asignar una probabilidad explícita y puede ser representado como un árbol de decisión.

El análisis de decisión involucra la construcción de un conjunto de escenarios mutuamente exclusivos de un evento, la suma de probabilidades de estos escenarios debes ser la unidad. Sólo uno de esos escenarios mutuamente exclusivos debe tener lugar. El análisis de decisión es una manera de tratar con las perspectivas para la variación futura de entradas importantes.

#### 2.3.5. Análisis de riesgo

En el análisis de sensibilidad el impacto del cambio de una variable a un tiempo es evaluado; el análisis de decisión permite la evaluación del efecto de limitado número de combinaciones variables creíbles. El análisis de riesgo es la herramienta que considera todas las posibles combinaciones.

El análisis de riesgo es básicamente es un método de tratar con la incertidumbre. Recientemente la tendencia en el sector eléctrico, particularmente el importante crecimiento de la competencia, los mercados y los productores independientes, han fortalecido la necesidad de recurrir al análisis de riesgo para tratar con incertidumbres.

Los riesgos fundamentales que son encontrados en el sector eléctrico principalmente son:

- El mercado (crecimiento de la demanda futuro costo de combustibles, costo del dinero, tarifas y otras perspectivas de ganancia)
- Aspecto técnico (fallas e indisponibilidad de la planta, cambios tecnológicos y perspectivas de futura de legislación y ejecución ambiental).

Durante la implementación del proyecto hay riesgos de sobrecostos. También el cambio en la estructura del sector eléctrico está creando incertidumbres sobre regulación, la introducción de nuevos jugadores, la reducción progresiva del monopolio y la posible competencia.

Para muchos proyectos pequeños, el análisis de decisión (o el análisis de sensibilidad) pueden ser suficientes para satisfacer al inversor acerca de la vulnerabilidad de la tasa de retorno para variaciones razonables en las entradas significativas del proyecto y por lo tanto la magnitud de riesgo en la inversión. Sin embargo, en el caso de proyectos de inversión más importantes, particularmente en nuevas cometidos con poca experiencia pasada, un análisis de riesgo apropiado tiene que ser emprendido.

#### **2.4. Características necesarias de la planificación**

El proceso de planificación de la expansión en un sector como el eléctrico involucra un proceso continuo y secuencial que involucra la identificación y el uso de los recursos disponibles para la óptima atención de la demanda. En ese sentido la planificación de la expansión de la generación eléctrica en un mercado de libre competencia, es compleja y depende de diversas variables, factores de mercado y del entorno económico proyectado hacia el futuro con su consiguiente incertidumbre de realización.

Un Plan de Expansión es de referencia, esto es, brinda señales a los agentes que participan en el sistema (públicos y privados) para acometer proyectos de generación de acuerdo con los análisis de los requerimientos futuros para la atención de la demanda que presenten las soluciones más convenientes para el país.

La elaboración del Plan de Expansión Referencial, debe guiarse bajo las siguientes características (12):

- **El Plan de expansión es de Referencia;** esto es debe suministrar la información que oriente las decisiones de los agentes públicos y privados para acometer proyectos de generación de acuerdo a los requerimientos de demanda y políticas de desarrollo del país.
- **El Plan de expansión debe ser integral con el sector energético;** debe considerar la interrelación con los otros sub-sectores energéticos, con la finalidad

del uso eficiente de los distintos combustibles, considerando su disponibilidad y precios.

- **El Plan de expansión debe ser flexible;** esto implica la consideración de los factores de incertidumbre asociados a la planificación, para ello debe incorporar el análisis de escenarios futuros, considerando los proyectos en tamaño proporcional al incremento de la demanda.
- **El Plan de Expansión debe ser no rígido;** implica la evaluación de proyectos de diferentes tamaños y evaluación de opciones.
- **EL Plan debe ser menos vulnerable;** para ello se deberá considerar la ubicación de los proyectos (los cuales deben estar cerca de los centros de consumo), y considerar conceptos de riesgo e incertidumbre.
- **El Plan debe ser Económico,** para ello se debe optimizar el uso de los recursos y usar el criterio de mínimo costo como guía
- **El Plan debe ser Macroeconómica y Financieramente factible;** debe garantizar la viabilidad financiera de las opciones, y fomentar la participación privada.
- **El Plan de ser Ambientalmente factible,** deberá incluir las acciones para minimizar los impactos ambientales.

En lo que se refiere a los objetivos que persigue un Plan de Expansión Referencial se puede mencionar los siguientes:

- **Garantizar el suministro;** el Plan de Expansión propuesto debe satisfacer la demanda del Sistema, con adecuado niveles de confiabilidad, calidad y seguridad.
- **Estimular la eficiencia, la competencia y la participación privada;** el concepto de eficiencia es global, tanto en el uso de los recurso técnicos como económicos, en lo que respecta a la competencia esta debe incentivar la participación privada a través de señales de precios.

Bajo estos objetivos y características un plan referencial se enmarca en los siguientes lineamientos:

- Diversificación energética
- Introducción de la competencia en un ambiente de eficiencia
- Marco regulatorio a cargo del estado
- Políticas que estimulen la participación del sector privado.

## **CAPÍTULO III DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO**

El sector eléctrico peruano en 1992 sufre una importante reforma, el presente capítulo describe brevemente la normatividad bajo la cual se desarrolla el proceso de planificación de la expansión de la generación, presenta un breve análisis de los Planes Referenciales de Electricidad y los Planos de Obras en la Fijación Tarifaria desarrollados en los últimos años, finalmente se presenta un breve resumen de las inversiones en generación producidas en la última década.

### **3.1. Marco Legal**

En 1992 en el Perú se da inicio a un profundo proceso de reforma del Sector Eléctrico, el Marco Legal bajo el cual se conduce dicha reforma se encuentra descrito en el Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” (promulgada en noviembre de 1992) y el Decreto Supremo N° 009-93-EM “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas” (promulgada en febrero de 1993)

La característica más resaltante de esta reforma ha consistido en el reemplazo del monopolio estatal verticalmente integrado en todas sus etapas, por un esquema horizontal con participación de operadores privados y mecanismos de competencia en los segmentos de la industria que por su naturaleza lo permitan.

#### **3.1.1. Objetivo de la Ley**

El Objetivo de la Ley de Concesiones Eléctricas está definido en su artículo 1° “normar lo referente a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica”.

En relación al objetivo descrito en la Ley el espíritu de la misma buscaba:

- Separar los roles del Estado en las áreas de Normatividad, Regulación y Gestión Empresarial.
- Dar solución al problema de la inversión empleando el mecanismo de la privatización de las empresas públicas.

- Promover la competencia, para lo cual se implementó una segmentación de precios ( segmento de “cliente libres<sup>1</sup>” y segmento de “clientes regulados<sup>2</sup>”)
- Crear mecanismos de regulación para cada segmento.

### 3.1.2. Normatividad aplicada al Plan Referencial de Electricidad

En lo que respecta al Plan Referencial de Electricidad los dispositivos legales bajo los cuales se rige son:

#### a) Ley de Concesiones Eléctricas

La Ley de Concesiones Eléctricas en el inciso a) del artículo 47 contempla para el proceso de fijación de tarifas lo siguiente:

Artículo 47: Para la Fijación de Tarifas en Barra cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Proyectará la demanda para los próximos cuarenta y ocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el **Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;***

#### b) Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

El reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en su artículo 98° señala:

Artículo 98°.- La Dirección de Operaciones determinará la previsión de demanda de potencia y energía, para el corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

*El programa de Obras a utilizarse será concordado con el que se encuentre especificado en el **Plan Referencial elaborado por el Ministerio**, de acuerdo a lo establecido en el artículo 47 de la Ley.*

En ambos casos, la Ley de concesiones Eléctricas y su reglamento disponen que el Ministerio de Energía y Minas debe elaborar el Plan Referencial de Electricidad con la propósitos de orientar al COES en su estudio tarifario.

### 3.1.3. Necesidad del Plan Referencial de la Generación

La reestructuración del Sector Eléctrico, y la introducción de la competencia establecen un nuevo esquema en el proceso de la planificación de la expansión de la Generación.

---

<sup>1</sup> Clientes libres son los usuarios situados en cualquier punto de la Red, si tienen potencia conectada mayores de 1MW o exceden al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución.

<sup>2</sup> Cliente Regulado son los usuarios que poseen una potencia conectada menor a 1MW.

En este nuevo esquema, el negocio de la generación se desarrolla bajo los conceptos de libre mercado, lo que implica que las decisiones de expansión de la generación sean asumidas independientemente por cada uno de los agentes que participan en el mercado, el cual debe brindar señales adecuadas que impulsen a los inversionistas al desarrollo de nuevos proyectos.

Bajo este nuevo panorama del negocio de la generación la necesidad de contar con un plan referencial es:

- Dar las señales tanto a los agentes públicos como privados para acometer proyectos de generación, de acuerdo con los análisis de requerimiento futuros para la atención de la demanda.
- Ser el guía del Estado para tomar las decisiones adecuadas, y así evitar que se presenten situaciones de racionamiento en el futuro.

### **3.2. Plan Referencial de Electricidad**

Desde 1992 el ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar el Plan Referencial de Electricidad, esto para cumplir lo dispuesto en el artículo 47 de la LCE y el artículo 98 del RLCE.

#### **3.2.1. Objetivo del Plan Referencial**

El objetivo de la Elaboración del Plan Referencial de Electricidad es:

- Orientar al Comité de Operación Económica del Sistema (COES -SEIN) en la determinación del plan de obras para el cálculo tarifario a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Presentar a los agentes económicos, los mercados potenciales del negocio eléctrico que requieren inversiones en las áreas de generación, transmisión.

#### **3.2.2. Criterios y Metodologías del Plan Referencial**

De la revisión de los diferentes Plan Referenciales elaborados por el Ministerio de Energía y Minas se puede distinguir que la elaboración de estos tuvo dos etapas claramente diferenciadas las cuales se describen a continuación:

##### **a. Primera etapa: Plan Referencial periodo 1994 – 2001**

La principal característica de los Planes Referenciales elaborados en este periodo es que estos han sido elaborados considerando un enfoque de Planificación Centralizada, el criterio bajo el cual se formulaba el plan Referencial era el de *mínimo costo de operación e inversión*, para lo cual se empleaba principalmente el modelo computacional WASP III, el cual se adecuaba a la metodología empleada.

### ***i. Criterios empleados***

Los criterios empleados en la elaboración del Plan Referencial han sido definidos en función a los requerimientos del modelo WASP III los cuales son:

- Probabilidad de Pérdida de carga (LOLP) no mayor a 3 días por año
- Margen de Reserva de 30% en el largo plazo
- Costo de falla 6 US\$/kWh

### ***ii. Metodología empleado***

La Metodología empleada en el desarrollo del Plan Referencial:

- Selección de las Unidades Candidatas de Generación
- Formación de escenarios de expansión

## **b. Plan Referencial de 2003**

El enfoque de planificación centralizada ha perdido vigencia en la elaboración del Plan Referencial, esto debido a la estructura del mercado de generación, por lo cual era necesario que el enfoque bajo el cual se desarrolle el Plan Referencial debe considerar los ***conceptos de Libre Mercado***. En este sentido el Plan Referencial 2003 hace una introducción de conceptos de viabilidad económica de los proyectos propuestos. Para ello se hace uso de los modelos WASP III y PERSEO.

### ***i. Criterios empleados***

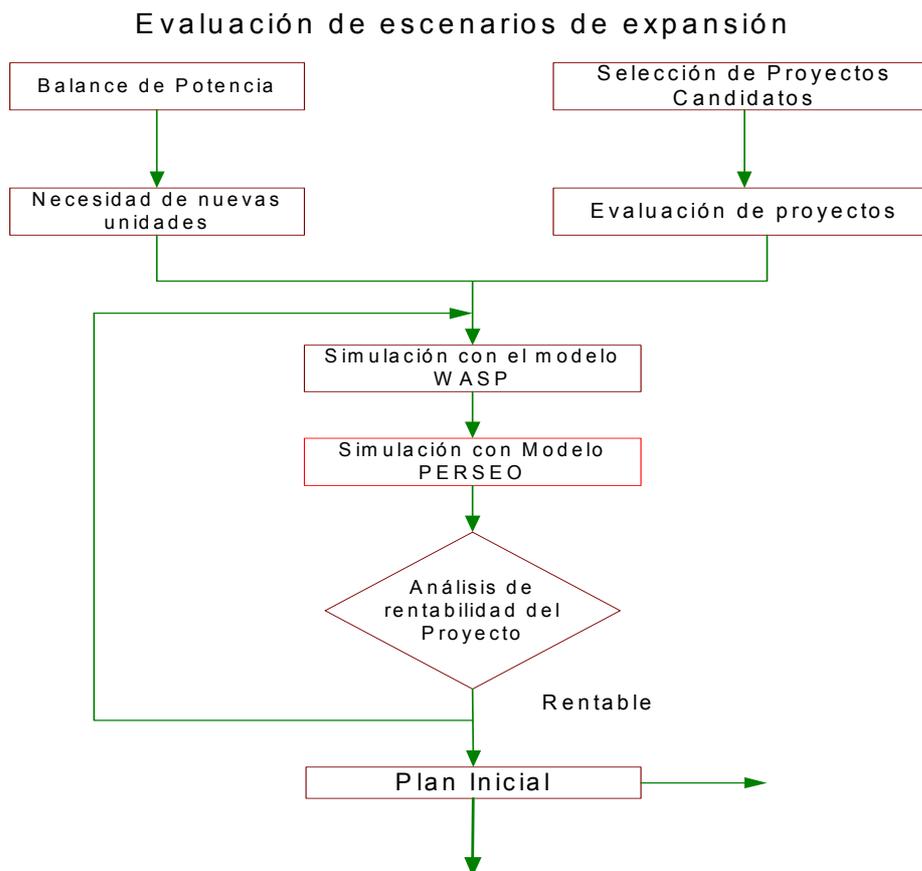
Los criterios empleados para la expansión de la generación han sido definidos en función de los modelos WASP III y PERSEO y son los siguientes:

- Periodo simulación para la optimización      2004 – 2013
- Probabilidad de perdida de Carga (LOLP):      18 horas por cada periodo de 3 meses (equivalente a 3 días por año)
- Margen de Reserva en periodo critico:      min: 0%  
max: 30%
- Condiciones Hidrológicas
  - ◆ Modelo PERSEO:      Centrales Hidráulicas: Data hidrológica histórica de 38 años.
  - ◆ Modelo WASP III:      Centrales Hidráulicas: 2 condiciones hidrológicas: húmeda (85% de probabilidad), seca (15% de probabilidad)

## **ii. Metodología**

La metodología utilizada para la elaboración del programa de expansión de la generación consta de dos partes:

- **Selección de los proyectos Candidatos de Generación.-** tiene dos propósitos:
  - El primer propósito es identificar y descartar las opciones que son claramente más costosas que otras a iguales condiciones de operación.
  - El segundo propósito es identificar las mejores opciones para un caso particular de operación. Se construye y compara curvas de selección o curvas de costo de unidades candidatas (screening curve)
- **Evaluación de escenarios de expansión.-** se procede a definir los escenarios de expansión y mediante un proceso de optimización empleando el modelo WASP III se determina el plan óptimo de expansión para cada escenario, el plan óptimo de cada escenario es simulado empleando el modelo PERSEO, con el cual se determina los costos marginales del sistema, finalmente a partir de los costos marginales se realiza una evaluación económica referencial de los proyectos considerados en el Plan de Expansión. La Fig. 3.1 muestra el diagrama de flujo correspondiente a la evaluación de los escenarios empleada en la elaboración del Plan Referencial 2003.



**Fig. 3.1 Diagrama de Flujo de la evaluación de escenarios**

Fuente: Plan Referencial 2003 – 2012 MEM – DGE

### 3.2.3. Análisis de los Planes Referenciales

La elaboración de los *Planes Referenciales en el periodo 1994–2001* estuvo desarrollada bajo un enfoque de planificación centralizada, esto se puede explicar por:

- Los primeros años las empresas de generación eran en su mayoría estatales y su plan de inversión estaba definido centralmente.
- Existían compromisos de inversión producto de los procesos de privatización de las empresas eléctricas.
- La elaboración del Plan Referencial en el periodo 1994 – 2001 se ha basado en el criterio de mínimo costo de operación e inversión, para lo cual se ha empleado el modelo WASP III

La elaboración del Plan Referencial de Electricidad bajo estas premisas, no aseguraba necesariamente que los proyectos considerados en el plan de equipamiento sean rentables desde una perspectiva privada, por lo que el Plan Referencial de Electricidad se limitó a ser un catálogo de promoción de proyectos de Generación

Eléctrica sin mucho éxito, pues los proyectos considerados en los diversos planes nunca han sido ejecutados o han sufrido continuas postergaciones en su ejecución.

En lo que respecta al **Plan Referencial 2003** este ha introducido el concepto de viabilidad económica de los proyectos esto explicado por:

- La obsolescencia del enfoque centralista en la elaboración del Plan Referencial, debido a que el negocio de la generación en el Perú se realiza bajo conceptos de libre mercado.
- Las decisiones de expansión de Generación está a cargo de los agentes privados que participan en el mercado, los cuales responden a señales económicas de precios y riesgos, buscando la mayor rentabilidad del proyecto.
- La pérdida de credibilidad del Plan Referencial, debido a que este no ha guardado relación con lo sucedido en la realidad.

La evaluación de la viabilidad económica de los proyectos candidatos se hizo desde una perspectiva privada.

### **3.3. El Plan de Obras en la fijación Tarifaria**

El proceso de fijación Tarifaria comprende la presentación del estudio técnico-económico por parte del COES y la evaluación de este por parte del OSINERG, para ello se requiere contar con criterios de evaluación que estén de acorde a los requerimientos del sistema.

El Plan de Obras forma parte de este estudio, y por lo tanto está sujeto a evaluación, para ello el OSINERG requiere contar con modelos, criterios o metodologías que le permitan formular un Plan de Obras de Generación que genere un flujo de inversiones adecuado para atender la demanda.

#### **3.3.1. Criterios aplicados por OSINERG en el Plan de obras**

De la revisión de los diferentes procesos de fijación Tarifaria se puede señalar como criterios empleados por el OSINERG en la formulación del Plan de Obras de Generación a los siguientes:

- Revisión de la información técnica – económica de los proyectos.
- Concesión definitiva de los proyectos
- Consulta con los propietarios del proyecto disponible
- Simulación de los costos marginales del modelo PERSEO
- Revisión y evaluación del catalogo de proyectos mediante asesores especializados y firmas consultoras
- Inclusión del Plan Referencial de Electricidad.

### 3.3.2. Proyectos considerados en el Plan de Obras

El desarrollo del Plan de Obras empleado en los diferentes procesos de fijación Tarifaria estuvo diferenciado por periodos, los cuales han tenido peculiares características en su desarrollo, entre los que se puede mencionar:

#### **Periodo 1993 – 1995:**

- Se basó principalmente en los proyectos del Plan Maestro 1991 – 1992 y el Plan Referencial 1994
- Problema de inadaptación del parque y se asumió una meta de adaptación de 30 mil US\$/KWh mediante plantas de vapor en el SICN y la interconexión.

#### **Periodo 1996 – 2000:**

- Se incorpora proyectos de compromisos de inversión por privatización
- Desarrollo del gas de Aguaytía por Mapple
- Desarrollo de la C.T. Ilo2 mediante el contrato de SPCC.
- Proyectos de termoeléctricas sobre la base del contrato de exploraciones de Shell 1996 – 1998
- Desarrollo de los proyectos C.H. San Gabán y C.H. Yuncán por parte del gobierno.

#### **Periodo 2001 – 2002:**

- Propuesta de proyectos hidroeléctricos, C.H. Huanza, C.H. Tarucani, C.H. Marañon y C.H. Platanal sobre la base de la reducción de los requerimientos para obtener la concesión definitiva
- Desarrollo del Gas de Camisea sobre la base del contrato de gas de Electroperú.

#### **Periodo 2003 – 2004:**

- Este periodo se caracterizó por la no existencia de nuevos proyectos de generación.

La Fig. 3.2 muestra el resumen de los proyectos de generación eléctrica empleados en los diferentes procesos de fijación Tarifaria que no han sido ejecutados como eran señalados en dichos procesos.



**TABLA 3.1 : Inversiones en Generación**

Motivo de la Inversión	Hidráulica	Térmica	Año de ingreso	Potencia Efectiva (MW)	Total (MW)	%
Inversión Privada	Gallito Ciego		1997	38.1	407.9	24%
	Yanango		2001	42.6		
	Chimay		2000	149		
	Huanchor		2002	18.2		
	Curumuy		1997	10		
	Poechos		2004	15		
		Ilo 2	2000	135		
Estado	San Gabán II		2000	110	415.4	25%
	Yuncán		2005	130		
	Ampl. Machupicchu		2001	75		
	Mollendo		1997	74		
	Calana		1996	25.5		
		Moquegua	1996	0.9		
Compromiso de Inversión	Amp Cañon del Pato		1999	90	790.3	47%
		Aguaytía	1198	156.5		
		Santa Rosa	1997	121.2		
		Ventanilla	1997	328		
		Malacas	1998	94.6		
Sistemas Aislados		Zarumilla		18.3	54.3	3%
		Tarapoto		12		
		Pucallpa		24		

Fuente: OSINERG -GART

### 3.4.1. Proyectos Térmicos

#### a) Central Térmica de Santa Rosa

La planta Westinghouse entra en operación en 1996 con una potencia instalada de 127.5 MW como parte del compromiso de inversión asumido en la privatización de Edegel.

#### b) Central Térmica de Mollendo

Proyecto desarrollado por el Estado, que ingresa en operación en 1997, ubicado en el departamento de Arequipa, cuenta con una potencia efectiva de 74 MW

#### c) Central Térmica de .Aguaytia

Proyecto desarrollado por la empresa Maple, es un proyecto integral que involucra la explotación de gas en la zona de Aguaytia, entra en operación el año 1998 y posee una potencia efectiva de 156.5 MW.

#### d) Central Térmica de Ventanilla

Proyecto desarrollado como compromiso de inversión del proceso de privatización de la central de Ventanilla, desarrollado por la empresa ETEVENSA, ingresa en operación el año 1997, ubicado en el departamento de Lima, cuenta con una potencia efectiva de 328 MW

e) Central Térmica Malacas

Proyecto desarrollado como compromiso de inversión por la empresa Endesa, ubicada en el departamento de Piura, posee una capacidad efectiva de 94.6 MW, entra en operación en el año 1998.

f) Central Térmica Ilo 2

Proyecto desarrollado por la empresa privada TRACTEBEL; que ingresa en operación en el año 2000, ubicado en el departamento de Moquegua, cuenta con una potencia efectiva de 135 MW.

### 3.4.2. Proyectos Hidráulicos

a) Central Hidroeléctrica de Gallito Ciego

Proyecto desarrollado por la empresa privada Cementos Norte Pacasmayo, posee una potencia efectiva de 38.1 MW. ingresa en operación el año 1997.

b) Central Hidroeléctrica de Yanango

Central desarrollada por la empresa privada EDEGEL, inicia sus Operación Comercial en el COES en febrero del 2000, cuenta con una potencia instalada de 42 MW y significó una inversión total de US\$ 51 millones, el tiempo de construcción de la central fue de 26 meses

c) Central Hidroeléctrica de Chimay

Central desarrollada por la empresa privada EDEGEL, inicia sus Operación Comercial en el COES en noviembre del 2000, cuenta con una potencia instalada de 140 MW

d) Central Hidroeléctrica de San Gabán

Proyecto desarrollado por el Estado, ingresa en operación el año 2000, ubicada en el departamento de Puno, cuenta con una potencia efectiva de 110 MW.

e) Ampliación Central Hidroeléctrica de Machupicchu

Proyecto desarrollado por el Estado, ingresa en operación el año 2001; ubicado en el departamento de Cusco, cuenta con una potencia efectiva de 75 MW.

f) Ampliación del Central Hidroeléctrica de Cañón del Pato

Proyecto desarrollado por la empresa privada Duke Energy International, como parte del compromiso de inversión de la privatización de EGENOR, se incremento en 90 MW. la potencia de dicha central, entrando en operación el año 1999.

## **CAPÍTULO IV LA PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE**

Las decisiones de planeamiento de la expansión de la generación implican grandes inversiones y largos periodos de recuperación del capital. En el presente capítulo se analiza los conceptos de Riesgo e Incertidumbres inherentes al proceso de planificación de la expansión de la generación, se describe los métodos existentes para el tratamiento del riesgo y se presenta algunas propuestas planteadas por organismos vinculadas al sector eléctrico peruano.

### **4.1. Manejo de incertidumbre (Risk Managment)**

#### **4.1.1. Riesgo e Incertidumbre**

La toma de decisiones en los negocios siempre estará asociada a la presencia de incertidumbres, lo que hace que la toma de decisiones no sea un proceso sencillo.

La incertidumbre es un término genérico usado para describir algo que no es conocido ya sea porque ocurre en el futuro o porque tiene un impacto que es desconocido. Muchas veces los términos riesgo e incertidumbre son usados como sinónimos, sin embargo se ha hecho una distinción entre ambos, considerando a la incertidumbre como algo no mensurable y al riesgo como mensurable, también se refieren respecto a la **incertidumbre** como eventos más allá del acierto o control de la empresa y al **riesgo** como el peligro al cual una utilidad es expuesta debido a la incertidumbre. (17,18,19 y 20)

En la aplicación de un proyecto, el término riesgo surge de la incertidumbre que encierran las variables proyectadas que determinan el posible resultado, por lo que, en el caso de una empresa, el riesgo nace de la naturaleza inherente de la toma de decisiones para llevar a cabo cualquier proyecto.

#### Áreas de incertidumbre

En lo que respecta a los proyectos de Generación Eléctrica, su ejecución está asociada a diferentes incertidumbres.

- **Aspectos Económicos**

Una de las principales incertidumbres es la relacionada con los costos. En estos se incluyen los costos fijos y los costos de operación de la planta, estos últimos varían ampliamente dependiendo del combustible y la tecnología

Las incertidumbres en los costos de construcción y en los tiempos son las mayores preocupaciones, debido a que los retrasos son comunes y estos se deben a problemas de licencia, intervención de las autoridades, dificultades en el financiamiento cálculos equivocados en el proyecto, accidentes, entre otros.

- **Combustibles**

Las incertidumbres relacionadas con la disponibilidad y precio de los combustibles, son muy importantes, ya que estos están relacionados con los costos operativos de las plantas. Los cambios en los precios de estos insumos tienen un impacto directo en los precios de electricidad en el mercado. La dificultad de hacer un pronóstico apropiado puede variar con el tipo de combustible.

- **Demanda eléctrica**

La incertidumbre en el crecimiento de la demanda es uno de los factores más importantes en las necesidades de capacidad de la planta. Teniendo en cuenta que la electricidad no se almacena, debe existir la suficiente capacidad para generar la energía necesaria para cubrir la demanda.

El crecimiento de la demanda ha estado relacionado estrechamente con el crecimiento económico. Otros factores que afectan la incertidumbre de la demanda son: la relación de la carga pico y la actividad económica, el precio de la electricidad, y la tecnología.

- **Financiamiento**

El inicio de una nueva planta requiere normalmente incurrir en grandes costos que deben ser asumidos casi siempre por medio de una deuda. En entornos económicos, y de regulaciones inestables, tasas de interés y los tipos de cambio pueden ser volátiles y tener mucho impacto significativo en los costos financieros. Asimismo, la disponibilidad del financiamiento puede afectar el inicio o la continuación de la construcción de una planta.

- **Entorno político**

Los cambios en el entorno político afectan todos los negocios, y el sector eléctrico no es una excepción. Algunos de los efectos más importantes son: cambios en el manejo político en el sector, nuevos procedimientos o controles, demoras no anticipadas en el otorgamiento de licencias, entre otros.

- **El medio ambiente**

En muchos países la preocupación por la protección del medio ambiente es creciente. Es de esperarse que en un futuro el cuidado de la capa de ozono y el efecto invernadero sean previstos como prioritarios e influyan cada vez más, como criterio de decisión.

#### 4.2. Planteamientos del OSINERG

El OSINERG como ente regulador y responsable de fijar las tarifas eléctricas para el segmento regulado, requiere contar con una metodología y criterios que expliquen la formulación de la expansión de la generación, para ello ha encargado al Centro de Consultoría de la Universidad del Pacífico (15) la realización de un estudio que le permita analizar y evaluar el Plan de Obras a ser empleado en el proceso de fijación de tarifas en barra.

El desarrollo del estudio contempla dos etapas en su formulación:

- **Primera Etapa:** *Selección de Proyectos Candidatos “Plan de Largo Plazo”*; en esta etapa se busca determinar la secuencia de implementación de proyectos que lleven a una expansión de mínimo costo y que garantice la viabilidad económica de los proyectos.
- **Segunda Etapa:** *Definición del Plan de Obras y determinación de la Tarifa de Energía*; luego de seleccionar los proyectos candidatos, se determina la dispersión de tiempo de puesta en operación de las instalaciones del proyecto; y así se determina el Plan de Obras, posteriormente con ese plan de Obras se calcula las tarifas de energía.

##### 4.2.1. Criterios empleados

A continuación se describen los criterios generales y los criterios aplicados en cada etapa del estudio.

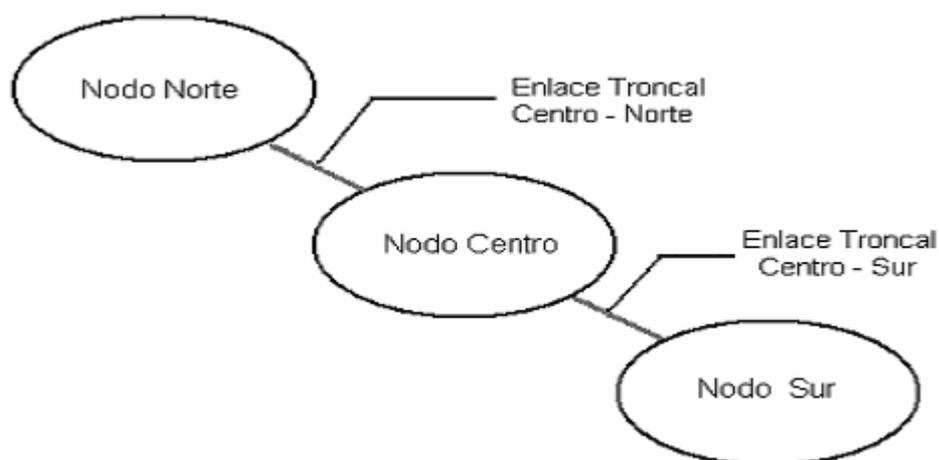
###### a) *Criterios Generales*

- El Plan de Obras será formulado bajo la perspectiva de una entidad independiente de los agentes que participan en el mercado
- Considera que el mercado es competitivo, lo que significa que en el Largo Plazo las decisiones tomadas por los agentes del mercado para la expansión del parque generador, llevan a la eficiencia económica y por tanto a cumplir con el criterio de “mínimo costo” total del sistema en ese horizonte.
- Los proyectos de generación en un plan serán evaluados bajo criterios de rentabilidad económica de manera individual.

- Las evaluaciones de rentabilidad de los proyectos de generación serán realizados a nivel de resultados económicos de proyecto
  - El Plan de Obras será formulada bajo variables de incertidumbre relevantes de forma diferenciada para un horizonte de 48 meses -período legal de actualización para fijación tarifaria, y para un horizonte de Largo Plazo.
- b) *Criterios para la Determinación del – Plan de Largo Plazo*

Los criterios considerados en esta etapa han sido los siguientes:

- **Selección de Proyectos Candidatos;** se consideran los siguientes proyectos:
  - Proyectos de generación hidráulica que cuentan con concesión de estudio o explotación.
  - Proyectos que cuenten con estudios técnicos, de ingeniería, ambientales, económicos, financieros y programa de ejecución.
  - Proyectos de generación térmica de gas natural
- **Criterio de Expansión de la Generación de “Mínimo Costo Esperado”;** se formulará escenarios alternativos considerando dos variables de incertidumbre (crecimiento de la demanda y precio de los energéticos), luego se determina el Plan de Expansión bajo el criterio de “Mínimo Costo” considerando la viabilidad económica de los proyectos considerados en dicho Plan de Expansión.
- **Criterios de Modelamiento del Sistema para la Determinación de la Expansión de la Generación de Largo Plazo;** se modela el SEIN considerando tres grandes nodos de Generación/Demanda (Norte, Centro y Sur) considerando los enlaces entre estas zonas, la Fig. 4.1 muestra el modelamiento multinodal del SEIN.



**Fig. 4.1 Modelamiento Multinodal del SEIN**

- **Criterios de Confiabilidad;** considerará la expansión del sistema con un margen de reserva establecida por el OSINERG (MRFO – Margen de Reserva Firme Objetivo)
- c) *Criterios Propuestos para la Definición del Plan de Obras de Generación*
- La definición del “Plan de Obras” de generación se realizó bajo los siguientes criterios:
- **Selección de Proyectos Candidatos;** se consideran los proyectos contemplados en los primeros meses (Periodo definido por el OSINERG) del Plan de Largo Plazo.
  - **Evaluación del Tiempo de Puesta en Operación de Proyectos Candidatos;** la evaluación de cada proyectos es independiente.
  - **Determinación de la Tarifa de Energía;** Para cada escenario posible se determinará las tarifas de energía. La Tabla 4.1 muestra los escenarios de expansión

**TABLA 4.1 Escenarios de Expansión**

<b>Escenario</b>	<b>Crecimiento de la Demanda</b>	<b>Precio Promedio de Energéticos</b>
1	Alto	Alto
2	Alto	Medio
3	Alto	Bajo
4	Medio	Alto
5	Medio	Medio
6	Medio	Bajo
7	Bajo	Alto
8	Bajo	Medio
9	Bajo	Bajo

Fuente: OSINERG GART [15]

#### **4.2.2. Metodología propuesta**

En lo que se refiere a la metodología propuesta, esta se desarrolla en dos etapas cada una de ellas para un horizonte de tiempo claramente definido, En la Fig. 4.2 se presenta el esquema del proceso de la metodología propuesta

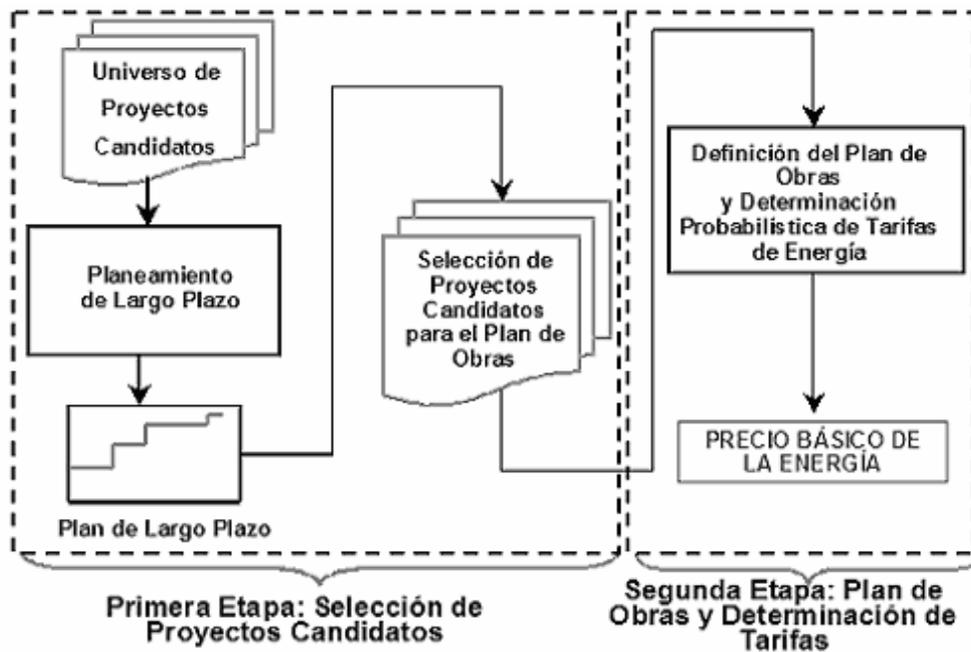


Fig. 4.2 Metodología del Plan de Obras

Fuente: OSINERG kart (15)

a) *Primera Etapa: Selección de Proyectos Candidatos – “Plan de Largo Plazo” (Análisis de Expansión de la Generación en el Largo Plazo):*

- **Universo de Proyectos Candidatos:**

Reúne el universo de proyectos de generación que incluye proyectos de diferente grado de maduración. También se considera como proyectos candidatos a los proyectos de interconexión internacional, cuya decisión de implementación ya es conocida.

- **Planeamiento de Largo Plazo:**

Contempla el análisis de planeamiento de Largo Plazo, que determinar, en el horizonte de tiempo, la secuencia de proyectos que se requiere para satisfacer la demanda bajo los criterios de seguridad y minimización de costos predeterminados.

- **Plan de Largo Plazo:**

Este es el producto de la etapa de análisis de expansión en el Largo Plazo, que concluye en un Plan de Expansión de Largo Plazo.

- **Selección de Proyectos Candidatos para el Plan de Obras:**

El Plan de Obras debe estar comprendido en un marco de largo plazo, lo que implica que los proyectos candidatos para el Plan de Obras se obtienen a partir del Plan de Largo Plazo ya determinado.

b) *Segunda Etapa: Definición del Plan de Obras y Determinación de Tarifas de Energía:*

En esta etapa se desarrolla un análisis de la expansión de la generación en un horizonte de Corto y Mediano Plazo, Como producto de esta etapa se tiene el Plan de Obras objeto del estudio. Esta etapa comprende 2 partes:

- **Definición del Plan de Obras:**

Mediante un modelo probabilístico, se evalúa la factibilidad de que los proyectos candidatos para el Plan de Obras puedan estar en operación dentro del horizonte de tiempo que contempla la fijación tarifaria (48 meses), bajo aspectos distintos a los económicos y técnicos considerados en el Planeamiento de largo plazo, y que tienen mayor relevancia en el Corto y Mediano Plazo, tales como los tiempos para completar las actividades de autorizaciones, financiamiento, evaluación del impacto ambiental, entre otros.

Del modelo probabilístico se obtiene la distribución de probabilidades de los tiempos de puesta en operación de los proyectos candidatos. Luego se toman los proyectos factibles de estar en servicio en los 48 meses, bajo un criterio predeterminado de elección de un nivel mínimo de probabilidad de ocurrencia de que el proyecto se culmine en 48 meses, para integrar el Plan de Obras. De esta manera se conforma el Plan de Obras para la fijación tarifaria.

- Determinación de las Tarifas de Energía:

Con los proyectos seleccionados para integrar el Plan de Obras y las distribuciones de probabilidades de tiempos de puesta en operación de dichos proyectos, y añadiendo la distribución similar del crecimiento de la demanda, se determina mediante análisis probabilístico la distribución de probabilidades de las tarifas de energía (perfil de la tarifa).

Luego bajo un criterio predeterminado de elección de un nivel mínimo de probabilidad de ocurrencia, se selecciona la tarifa de energía que será adoptada para la fijación tarifaria, resultado final del proceso.

### **4.3. Planteamiento del Ministerio de Energía y Minas**

#### **4.3.1. Propuesta del Ministerio de Energía y Minas**

El Ministerio de Energía y Minas en su afán normativo y de promotor de la inversión privada en el sector energético ha realizado mediante Decreto Supremo N° 010-2004-EM la modificatoria al literal b) del Artículo 119° y el Artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La reglamentación de dicha modificatoria intenta solucionar los problemas de discrecionalidad que posee el ente regulador según lo señalan los agentes privados que

operan en el sistema. Dicha reglamentación de la modificatoria está referido a los requisitos y condiciones que deberán cumplir los proyectos de generación comprendidos en el Plan Referencial de Electricidad para ser considerados factibles de entra en operación.

Los requisitos necesarios para considerar el proyecto factible de operación son:

**Proyecto Térmico** (turbinas a gas en ciclo abierto, ciclos combinados y plantas a vapor)

- Autorización de Generación
- Financiamiento comprometido
- Posesión legítima del terreno
- Contrato de adquisición del equipamiento de generación
- Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión(\*)
- Contrato de compra de combustible
- Contrato de construcción de obras civiles y montaje
- Acuerdo de conexión eléctrica
- Nivel de construcción desde 25%
- Nivel de construcción 100%
- Etapa de pruebas

**Proyecto Hidroeléctrico** (capacidad instalada hasta 20 MW y capacidad instalada superior a 20MW).

- Concesión Definitiva / Autorización de Generación
- Concesión Definitiva de Transmisión(\*)
- Financiamiento comprometido
- Posesión legítima del terreno
- Contrato de adquisición del equipamiento de generación
- Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión(\*)
- Contrato de construcción de obras civiles y montaje
- Acuerdo de conexión eléctrica
- Nivel de construcción desde 50%
- Nivel de construcción 100%
- Etapa de pruebas

Los periodos de ejecución de dichos requisitos y condiciones varían de uno a cuatro años

### 4.3.2. Plan Referencial de Electricidad 2003

El Ministerio de Energía y Minas ha publicado el Plan Referencial de Electricidad 2003 – 2012 que entre algunas de sus características se puede mencionar:

- Se ha realizado un diagnóstico del sistema para conocer la situación actual del sistema y tener un punto de partida para el proceso de planificación.
- La metodología empleada en la elaboración del Plan Referencial de Electricidad no solo considera el criterio de mínimo costo (empleado en anteriores ocasiones), también analiza la rentabilidad del proyecto en función de los costos marginales del sistema (obtenidos con los modelo PERSEO).
- Los resultados del Plan de Expansión indican el uso intensivo de la nueva fuente energética como es el Gas de Camisea.

### 4.4. Métodos existentes

Una amplia gama de herramientas para el planeamiento han sido desarrolladas las últimas décadas. Las herramientas actualmente disponibles se pueden dividir en dos clases principales: herramientas de la simulación y herramientas de optimización. Las herramientas de simulación simulan el comportamiento de los sistemas bajo condiciones dadas y calculan índices relevantes. Las herramientas de optimización minimizan o maximizan una función objetivo eligiendo los valores adecuados para las variables de decisión, mientras toman en cuenta un sistema de restricciones.

Ejemplos de herramientas de simulación son: flujo de carga, cortocircuito y cálculo de estabilidad, modelos de costo de producción, modelos para estimar consecuencias en el medio ambiente. Los ejemplos de herramientas de optimización son Flujo de Potencia Óptimo y modelos de plan de expansión de mínimo costo.

Los últimos años hubo un progreso sustancial en el desarrollo de herramientas de simulación y optimización, pero los modelos de optimización requieren todavía de un compromiso entre el deseo de simular exactamente el comportamiento del sistema y la necesidad de simplificar para poder así utilizar las técnicas actualmente disponibles.

#### 4.4.1. Principios de Selección

##### a) *Principio maximínimo o minimáximo (pesimista)*

Es un criterio pesimista y se puede expresar así: un individuo totalmente pesimista considera que, para cada alternativa que seleccione, la naturaleza actuará en forma más perjudicial para él y, entonces a cada alternativa asocia el peor evento; pero como se supone que es un individuo racional y por lo tanto desea más de un

bien deseable y menos de uno indeseable, selecciona la alternativa asociada con el evento que menos le perjudique o más le favorezca.

**b) Principio minimínimo o maximáximo (optimista)**

Este principio es totalmente opuesto al anterior y supone un individuo totalmente optimista. Se puede expresar de manera análoga al principio mínimas: un individuo totalmente optimista considera que, para cada alternativa que seleccione, la naturaleza actuará de la manera más favorable para él y asociara a cada alternativa el evento más favorable; pero como es un individuo racional que desea más de un bien deseable y menos de uno indeseable, selecciona la alternativa asociada con el evento más favorable o menos desfavorable entre todos los posibles.

**c) Principio de Laplace**

Al no existir información suficiente para estimar las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los escenarios, aparece este criterio como una alternativa para solucionar los problemas de toma de decisiones. Se basa en el “Principio de razón suficiente”, de acuerdo al cual, frente al completo desconocimiento acerca de las posibilidades de ocurrencia de cada escenario, se presume que son todos equiprobables. Por lo tanto, la estrategia a seleccionar es la que tenga una mayor utilidad promedio.

**d) Principio de Hurwicz**

Este criterio permite establecer rangos de aversión al riesgo que daría por óptima una u otra estrategia, lo cual permite visualizar la robustez de la decisión. El criterio se basa en representar la actitud frente a la incertidumbre a través de un parámetro  $\alpha$ , el cual varía entre 0, en extremo optimista y 1, en extremo pesimista. Así, el valor representativo para cada estrategia, se obtiene de la siguiente manera:

$$\alpha \cdot (\text{utilidad peor escenario}) + (1 - \alpha) \cdot (\text{utilidad mejor escenario}) \quad (4.1)$$

**e) Principio de la pena minimáxima (Savage)**

El criterio de Savage se basa en la denominada “matriz de arrepentimiento”  
Para plantear el método es conveniente formalizar el problema tabulando los resultados en una matriz de costos en que se ponen en columnas los estados de la naturaleza  $E_j$ , en filas las decisiones  $D_i$ , es la diferencia entre el costo efectivo

$C_{ij}$  y el costo que se habría tenido si se hubiera sabido de antemano que iba a ocurrir el estado del mundo  $E_j$  y se hubiera tomado la decisión de menor costo para el estado del mundo  $E_j$ .

Escenarios Alternativas	$E_1$	$E_2$	$E_3$
	$D_1$	$C_{11}$	$C_{12}$
$D_2$	$C_{21}$	$C_{22}$	$C_{23}$
$D_3$	$C_{31}$	$C_{32}$	$C_{33}$

O sea:

$$A_{ij} = C_{ij} - \underset{D_i}{\text{mín}}(C_{ij}) \quad (4.2)$$

Para cada decisión  $D_i$ , el arrepentimiento máximo que podría ocurrir se puede identificar como

$$A'_i = A_{ij}^* = \underset{E_i}{\text{máx}}(A_{ij}) \quad (4.3)$$

Lo cual se puede tabular en una matriz de arrepentimientos como la señalada

Escenarios Alternativas	$E_1$	$E_2$	$E_3$	Arrepentimiento máximo
	$D_1$	0	$A_{12}^*$	
$D_2$	$A_{21}^*$	0	$A_{23}$	$A'_2 = A_{21}^*$
$D_3$	$A_{31}$	$A_{32}$	$A_{33}^*$	$A'_3 = A_{33}^*$

La decisión a tomar es aquella que minimiza estos arrepentimientos máximos, o sea

$$\text{Decisión} = \underset{i}{\text{mín}}(A'_i) = \underset{ij}{\text{mín}}(A_{ij}^*) \quad (4.4)$$

#### 4.4.2. Método del Trade off

El análisis del Trade off es una extensión del análisis de sensibilidad en un escenario más formal. El análisis del trade off se basa en el supuesto que para la determinación de

un plan óptimo es necesario tener en consideración más de un solo criterio. Esto, en esencia, significa que cuando un plan tiene que ser optimizado teniendo en cuenta consideraciones adicionales, además del criterio de valor actual neto, se pueden originarse ciertos conflictos y para ello son necesarios compromisos razonables.

Con el uso del método trade off, los planificadores pueden considerar una variedad amplia de opciones de una manera organizada. El método le permite al proyectista eliminar los planes inaceptables o inferiores, basados en objetivos múltiples y se concentra en un conjunto pequeño de planes (referidos al conjunto de decisión) que representan compromisos razonables.

Los conceptos del Trade-off/Risk pueden ser aplicados a la planificación en un procedimiento directo de 4 pasos:

- i. Formulación del problema en términos de opciones, incertidumbres y atributos
- ii. Desarrollo e incremento de la base de datos
- iii. Análisis de trade off para identificar el juego de decisiones
- iv. Análisis de Riesgo para identificar peligros y retornar al paso ii

#### **a) Formulación del Problema**

El problema de planeamiento se define en términos de tres clases de variables

- Opciones: opciones disponibles del sector eléctrico
- Incertidumbres: las cuales no son perfectamente previsibles o controlables
- Atributos: medida de las “bondades”, representa el interés de varios tomadores de decisión (stakeholders).

El planeador debe decidir que opciones, atributos e incertidumbres son importantes para el estudio y decide como cada uno de éstos será cuantificado. La selección de los atributos es un paso muy importante. Para la calidad de la decisión que es el resultado de este proceso sólo será tan bueno como la habilidad del atributo a medir el impacto de escenarios alternativos.



**Fig. 4.3 Planteamiento del Problema**

Fuente: HYDE M. MERRIL (18)

- **Opciones**

La lista de opciones disponibles incluye la empresa tradicional que posee las instalaciones de generación y transmisión. También incluye la conservación y gestión de la carga.

Una variedad de medios institucionales puede usarse para desarrollar las opciones. La propiedad de la empresa y el financiamiento tradicional es uno; la compra de capacidad a través de un proceso de licitación es otro; el desarrollo con iniciativa empresarial independiente en un mercado desregulado o privatizado es un tercero.

El número de opciones consideradas en un estudio particular puede reducirse o expandirse en el curso del estudio. Con frecuencia, algunas opciones en una lista inicial son descartadas después de un estudio de filtrado (screening) preliminar. A veces variaciones en opciones más atractivas se introducen después en el estudio. Las opciones deben ser cuantificables; por ejemplo una planta de carbón sería cuantificada en términos del año en que entra en servicio y su capacidad en megawatts (MW).

Un plan consiste en un conjunto de opciones detalladas. En el trade off, la selección es hecha de un amplio número de plantas, cada una consiste de un portafolio diferente de opciones.

- **Incertidumbres**

Cada incertidumbre debe ser cuantificable; por ejemplo, el crecimiento de la demanda podría esperarse que este en el rango de 3%/anual a 6%/anual.

Dos metodologías prácticas para modelar las incertidumbres son:

- **Probabilística:** distribuciones probabilísticas para todas las incertidumbres son asumidas.
- **Desconocido pero limitado (unknown but bounded):** los límites en las incertidumbres son asumidas, sin la suposición sobre la distribución de probabilidades. Estos límites pueden ser límites superiores o inferiores en una incertidumbre individual.

El modelo probabilístico puede ser confundido si la incertidumbre representa un evento que ocurriría raramente. Para tales incertidumbres, la ley de números grandes dice que la frecuencia con que tales eventos ocurren no se relacionará estrechamente a la probabilidad teórica de ocurrencia. Para este tipo de incertidumbres el modelo unknown-but-limited es más apropiado

El método del trade off puede usar ambos modelos de incertidumbre: probabilística y unknown-but-limited

- **Atributos**

Los objetivos de la planificación son expresados en términos de atributos, o medida de las bondades. Esos atributos reflejan el interés de varios stakeholders del sector eléctrico.

En el pasado muchos países del mundo consideraban como único atributo, el costo de la electricidad. El objetivo era minimizar este atributo, sujeto a criterios o estándares de confiabilidad. Hoy la planificación es más complicada, se debe reconocer que los criterios o estándares no son restricciones absolutas. Se quiere considerar las variaciones de muchos atributos cuando se toma las decisiones de planificación.

**b) Desarrollo de la base de datos**

Dos métodos para la creación de la base de datos:

- Simulación directa
- Simulación directa de pocos escenarios, con expansión usando la interpolación lineal.

**Estructura de la base de datos**

El análisis del trade-off necesita de cuatro conjuntos de datos:

- Una lista de planes
- Una lista de futuros (incertidumbres)
- Una lista de escenarios
- Valores del atributo para cada escenario.

**Desarrollo del escenario**

Una vez que el planificador ha identificado sus opciones e incertidumbres, él los reúne en planes y futuros discretos

Esto es hecho en una primera instancia para tomar todas las combinaciones de todas las opciones especificadas para desarrollar los planes, y tomar todas las combinaciones de todas las realizaciones e incertidumbres para desarrollar los futuros.

Pero subsecuentemente algunas de las combinaciones pueden producir planes obviamente imprácticos, y algunas combinaciones pueden producir futuros imposibles, se requiere de inteligencia para especificar planes y futuros realizables.

Una vez que el conjunto de planes y futuros realizables han sido desarrollados, el planificador combina cada plan con cada futuro para crear los escenarios.

### **Simulación del escenario**

Suponga que los planes y futuros han sido desarrollados y los escenarios identificados. Suponga también que se conoce los atributos de interés. Ahora es posible simular cada escenario para determinar los valores de los atributos.

Hay varios medios para desarrollar los valores de los atributos de cada escenario. Para algunos estudios y atributos, programas computacionales comerciales son disponibles los cuales pueden resolver cientos o miles de escenarios en pocos minutos.

### **Expansión de la base de datos**

Algunos valores de los atributos son desarrollados manualmente. En esas situaciones, no es práctico el uso directo de la simulación de escenarios para desarrollar una gran base de datos que el análisis del trade off requiere.

Usando la interpolación lineal, una base de datos extendida puede ser construida para el uso en el análisis del trade-off cuando los recursos limitados están disponibles para la simulación directa detallada.

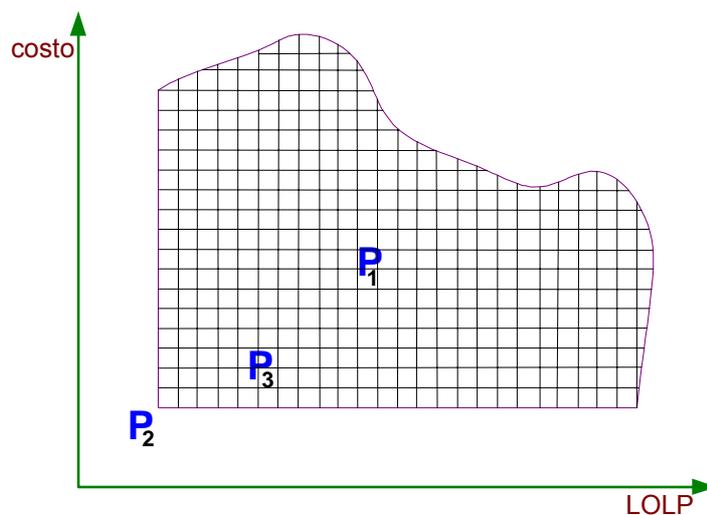
## **c) Análisis del trade-off**

### **Conjunto de decisión condicional: ninguna incertidumbre**

Sin la incertidumbre, los resultados son condicionales a un futuro particular

**Definición de Dominio:** sea  $a_i(P1)$  y  $a_i(P2)$  los valores del atributo  $i$  para los dos planes  $P1$  y  $P2$ . Para este caso se encuentra que la minimización de cada atributo, así se dice que el plan  $P2$  domina (es mejor que) al plan  $P1$  si  $a_i(P2)$  es menos que  $a_i(P1)$  para cada  $i$

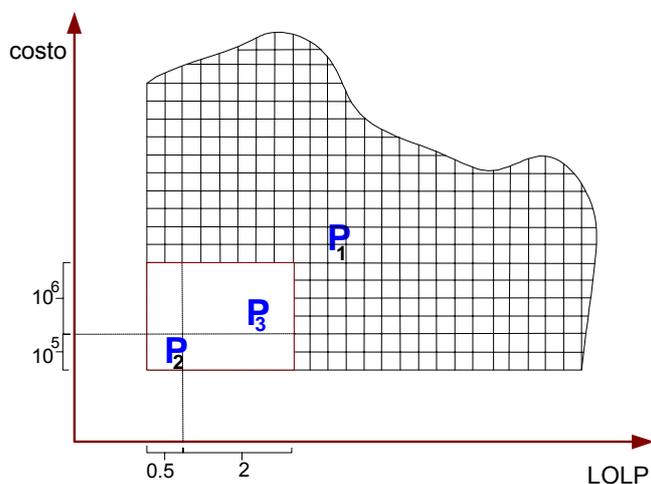
- **Dominio estricto condicional:** el Plan  $P2$  domina estrictamente al plan  $P1$  (condición en un futuro específico) si  $a_i(P2)$  es mejor que (menos que)  $a_i(P1)$  para todos los atributos.



**Fig. 4.4 Dominio estricto condicional**

Fuente: HYDE M. MERRILL (19)

- **Dominio significativo condicional:** el plan P2 domina significativamente al plan P1 (condición en un futuro específico) si por lo menos un atributo  $a_i(P1)$  es “mucho peor” (mejor) que  $a_i(P2)$  y si ningún atributo  $a_j(P1)$  es significativamente bueno (inferior) que  $a_j(P2)$ .



**Fig. 4.5 Dominio significativo condicional**

Fuente: HYDE M. MERRILL (19)

#### **Definición de Conjunto de decisión condicional**

- **Conjunto de curvas trade off:** conjunto de todos los planes que no son estrictamente dominados por cualquier otro plan condicional en un futuro particular.

- **Conjunto de rodillas:** conjunto de todos los planes que no son significativamente dominados por cualquier otro plan condicional en un futuro particular.

### **Modelando la incertidumbre**

Dos métodos para la incertidumbre son:

- **Probabilística**
- **Unknown but Bounded**

**Dominio con incertidumbre:** para el modelamiento probabilístico de la incertidumbre:

- **Dominio global estricto con probabilidad ( $p$ ):** el plan P2 domina estrictamente al plan P1 globalmente si la probabilidad de dominio estricto condicional es ( $p$ ) o mayor.
- **Dominio global significativo con probabilidad ( $p$ ):** el plan P2 domina significativamente al plan P1 globalmente si la probabilidad de dominio significativo condicional es ( $p$ ) o mayor.

**Conjunto de decisión global** con incertidumbres modeladas probabilísticamente

- **Conjunto de curvas trade off:** conjunto de todos los planes P que no son estrictamente dominados globalmente por cualquier otro plan con la probabilidad mayor que  $p$
- **Conjunto de rodillas:** conjunto de todos los planes que no son significativamente dominados globalmente por cualquier otro plan con la probabilidad mayor que  $p$

### **d) Análisis de riesgo**

El tratamiento del riesgo requiere que luego de haber hecho el análisis de trade-off se sigan los siguientes pasos:

- i. Medir la robustez de cada plan incluido en la lista corta. La robustez mide la seguridad o carencia de riesgo en una decisión. Un plan que es robusto en un 100% es un plan que está en la lista corta para todos los futuros (incertidumbres) modelados.
- ii. Si ningún plan es completamente robusto se deben medir las exposiciones. Esto se logra analizando todos los futuros (incertidumbres) en el que el plan analizado no es el óptimo, y comparando sus resultados (atributos) entre el

plan seleccionado y el plan que hubiéramos seleccionado si hubiéramos conocido el futuro.

- iii. Desarrollar formas de protegerse (hedges) de los futuros adversos. Analizando aquellos planes similares (Plan B), al plan que se está analizando (Plan A) pero que tienen menos exposición al riesgo, se tratará de determinar las características que protegen a estos planes, e introducirlos en el plan observado (plan A).

Este proceso es iterativo dentro del proceso del trade-off. Dado que las formas de protegerse (hedges) son nuevas opciones, nuevos planes deben ser creados y adicionados a la base de datos. Entonces nuevos análisis trade-off son hechos, y un nuevo conjunto de decisión global es encontrado

- **Conjunto de decisión global**

Un conjunto de decisión condicional es un conjunto de condicionada a un futuro particular, que es, con valores de todas las incertidumbres fijas.

Un conjunto de decisión global es el conjunto de todos los planes que están en un conjunto de decisión condicional para al menos un futuro.

- **Robustez**

La robustez mide la seguridad o ausencia de riesgo de una decisión. Un plan que es 100% robusto, o un plan con probabilidad 1.0 es un plan que está en el conjunto de decisión para todos los futuros.

Dos preguntas deben ser respondidas para evaluar la robustez:

- ¿cuál es la oportunidad que nosotros nos arrepentiremos seleccionando un plan particular?
- ¿cuánto nosotros nos arrepentiremos de él?

- **Exposición**

Si un plan no es completamente robusto, la segunda medida del riesgo de un plan es el grado que nosotros podríamos arrepentirnos seleccionándolo.

La exposición es medida en términos de atributos. Es la cantidad por la cual el plan seleccionado difiere del plan que nosotros habríamos seleccionado, si nosotros tuviéramos la previsión perfecta con respecto a las incertidumbres.

Evaluar la exposición es un proceso de dos pasos:

- Determinar el futuro para el cual el plan seleccionado no está en el conjunto de decisión condicional.

- Determinar la diferencia, en términos de atributos, entre el plan seleccionado y el plan que habría sido seleccionado, previendo que nosotros conociéramos que futuro ocurriría.
- **Formas de protegerse**  
El riesgo puede ser mínimo, aún si el plan más atractivo no es completamente robusto. Esto podría ser porque los futuros para que el plan no este en el conjunto de decisión condicional son muy improbables

#### **4.5. Comparación de las Metodologías**

En la Tabla 4.2 se presenta una breve comparación sobre el tratamiento de la incertidumbre por parte de las metodologías descritas anteriormente.

TABLA 4.2 Comparación de las Metodologías

Modelo	Manejo de la incertidumbre	Dificultades
Principios de Selección	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No maneja decisiones secuenciales</li> <li>• Existen varios criterios alternativos que pueden causar desacuerdo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El número de escenarios llega a ser rápidamente prohibido con el incremento de factores inciertos.</li> <li>• Se pueden hacer simplificaciones, pero debe tenerse en cuenta dichas simplificaciones</li> <li>• En un escenario, la "incertidumbre" desaparece. Esto puede conducir a resultados difíciles</li> <li>• En problemas complejos puede ser difícil la construcción de la matriz de arrepentimiento</li> <li>• No presenta un esquema formal de manejo de decisiones secuenciales.</li> <li>• La robustez de su solución es controversial</li> </ul>
Método de Trade off	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No diferencia escenarios con distinta posibilidad de ocurrencia</li> <li>• No maneja decisiones secuenciales</li> <li>• El manejo del riesgo requiere de un análisis complejo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En problemas muy complejos puede ser difícil la construcción de la base de datos de resultados.</li> <li>• El análisis puede ser muy complicado dependiendo de cuantos factores se incluyen en el análisis.</li> <li>• La generación de opciones no es tratada sistemáticamente.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia con datos de (14,18 y 19)

#### 4.5.1 Elección de la metodología

Para el desarrollo de la planificación de la expansión de la generación frente a incertidumbres, se decidió utilizar el método del trade-off; porque este está particularmente adecuado para tratar con este ambiente de la planificación, para ello se cita algunas de sus cualidades:

- Se pueden evaluar muchos planes (opciones) y futuros (incertidumbres).
- Por el proceso de eliminación los planes inferiores son desechados
- Se hacen cálculos importantes con los programas (confiabilidad, costo de producción, etc) que una empresa ya tiene simulados por aquéllos que están familiarizados con los programas, y usando los casos base existentes.
- Una amplia variedad de análisis puede ser realizada e integrada, sin desarrollar nuevos paquetes de simulación para manejar opciones o incertidumbres o combinaciones de atributos.
- En particular, el trade-off soporta muy poderosamente el análisis de riesgo, incluyendo análisis de robustez y exposición y desarrollo de las formas de protegerse.

## **CAPÍTULO V**

### **APLICACIÓN DEL MÉTODO DEL TRADE OFF**

El presente capítulo presenta la aplicación del método del trade off en el proceso de la planificación de la expansión de la generación, para ello se describe los criterios y premisas empleadas en las simulaciones, se hace una breve descripción de las características de las herramientas computacionales empleadas en dichas simulaciones; finalmente se presentan los resultados obtenidos de aplicación del método del trade off en la planificación de la expansión de la generación para el Sistema Interconectado Eléctrico Nacional (SEIN).

#### **5.1. Criterios y Premisas a usar**

##### **5.1.1. Premisas de planificación**

- a) **Área de estudio:** el estudio abarca el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
- b) **Período de expansión:** el Período de expansión comprende desde el año 2004 al 2013.

##### **5.1.2. Criterios técnicos**

Los criterios técnicos empleados están de acuerdo a los requerimientos de los modelos empleados en la simulación

- Período simulación para la optimización: 2004 – 2013
- Probabilidad de pérdida de Carga (LOLP): 72 hora por año, equivalente a 18 horas por cada trimestre
- Margen de Reserva: 

min:	0%
max:	30%
- Condiciones Hidrológicas
  - Modelo PERSEO: Centrales hidráulicas: Data hidrológica histórica de 38 años.
  - Modelo WASP III: Centrales hidráulicas: 2 condiciones hidrológicas : húmeda (85% de probabilidad), seca (15% de probabilidad)

### 5.1.3. Premisas Económicas

Las Premisas Económicas empleados están de acuerdo a los requerimientos de los modelos empleados en la simulación

- Moneda: Dólares Americanos a valor constante
- Tasa de descuento: 12%, de acuerdo al Art. 79º de la LCE
- Costo de racionamiento: 250 US\$/MWh, valor empleado para la regulación tarifaria
- Costo de energía no servida: 6 US\$/kWh
- Vida útil de las plantas: Centrales hidráulicas 50 años  
Centrales ciclo combinado 25 años
- Costos de los proyectos: Información del MEM, de los concesionarios.
- Costos variables combustibles: Información utilizada por del OSINERG para la fijación tarifaria.
- Costos fijos de operación y mantenimiento: se asumen como un porcentaje de las respectivas inversiones.

## 5.2. Descripción de los modelos

### 5.2.1. Modelo WASP

#### a) *Reseña del Modelo*

El Modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package) fue desarrollado originalmente en 1972 por el Tennessee Valley Authority and the Oak Ridge National Laboratory en los Estados Unidos de Norteamérica a pedido del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)

- Diseñado para encontrar la política óptima de expansión de generación económicamente óptima, para un sistema eléctrico respetando un conjunto de restricciones especificadas por el usuario.
- Utiliza la técnica de simulación probabilística para estimar la confiabilidad y el costo de operación, y el método de programación dinámica para determinar la política óptima de generación.

#### b) *Funcionamiento del modelo*

- Procesa y genera los archivos que contienen toda la información sobre características de la demanda futura, de las centrales existentes al inicio del Período de estudio, y de los tipos y características de centrales que se consideran como posibles para la expansión.

- Genera una gran cantidad de configuraciones alternativas que podrían abastecer la demanda futura, de acuerdo a los distintos tipos y tamaños de centrales que el usuario ha definido.
- Simula probabilísticamente la operación del sistema eléctrico considerando la disponibilidad de las unidades generadoras. El modelo utiliza simulaciones para cada configuración y año del Período de estudio, y determina el costo de operación correspondiente.
- A través de un proceso de programación dinámica, selecciona la secuencia, el tipo, tamaño y fecha de puesta en servicio de las centrales futuras que minimizan el costo total actualizado de inversión, operación y falla del sistema.

*c) Descripción del Modelo:*

El WASP III está formado por 7 módulos, los cuales proceden de la siguiente forma:

**LOADSY (Load System Description).**- Procesa información que describe las demandas máximas y la curva de duración previstas para cada uno de los períodos de los años de estudio.

**FIXSYS (Fixed System Description).**- Procesa información que describe el sistema de generación existente al inicio del estudio y las adiciones o retiros predeterminados.

Las centrales térmicas son representadas por el número de unidades, sus mínimos técnicos, costo específico, precio de combustible, etc.

Las centrales hidráulicas son representadas por su potencia instalada, volumen, regulación, energía afluente, energía mínima de generación y potencia máxima para cada hidrología.

**VARSYS (Variable System Description).**- Procesa información que describe diversos proyectos que se consideren candidatos para la expansión en la generación del sistema

Las características definidas para cada una de las centrales corresponden al tipo de parámetros entregados en FIXSYS.

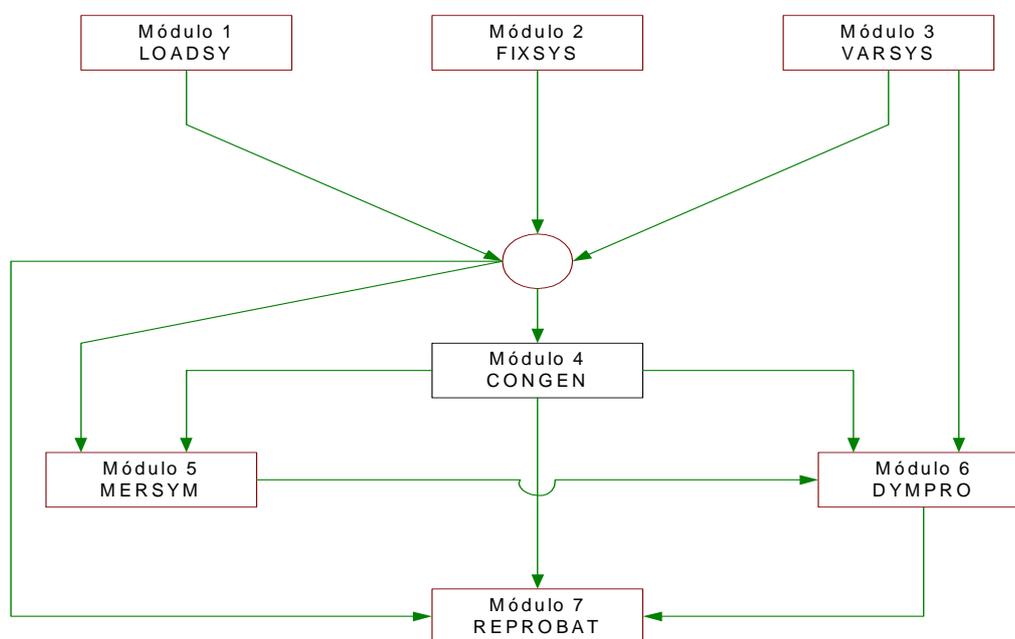
**CONGEN (Configuration Generator).**- El objetivo de este módulo es generar un número limitado de configuraciones que serán analizadas por los programas de simulación y optimización con un máximo de 300 configuraciones por año y 3000 configuraciones por todo el horizonte de estudio.

**MERSIM (Merge and Simulate).**- Simula y determina los costos de operación, la confiabilidad y la energía no suministrada asociados a cada configuración generada por CONGEN.

**DYNPRO (Merge and Simulate).**- Efectúa la evaluación económica de los planes de expansión alternativos considerando todas las configuraciones del archivo de datos provenientes de la última corrida del CONGEN y la información correspondiente sobre los costos de operación y mantenimiento de archivo de datos del MERSIN, junto con la información que se le suministra sobre costos de capital, parámetros económicos y confiabilidad del Sistema

Mediante programación dinámica determina la secuencia de instalación que minimiza el costo actualizado de inversión y operación del sistema.

**REPROBAT (Report Write Code )**.- Modulo auxiliar que, una vez finalizado el proceso de optimización, imprime el informe resumen con toda la información de entrada al modelo y la solución óptima con los flujos de caja respectivos



**Fig. 5.1 Diagrama de Flujo de los módulos del Modelo WASP**

Fuente: Elaboración con datos del manual del WASP [28].

## 5.2.2. Modelo PERSEO

### a) Breve Reseña del Modelo

El Modelo PERSEO (**Planeamiento Estocástico con Restricciones en Sistema Eléctricos**) permite calcular los Costos Marginales en cada una de las barras del Sistema Eléctrico. Fue desarrollado en el año 2000 por la ex Comisión de Tarifas Eléctricas - CTE (actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG – GART) para reemplazar a los modelos existentes: JUNIN y CAMAC,

que se empleaban en los sistemas Centro Norte y Sur respectivamente; todo esto ante la interconexión de ambos sistemas en septiembre de ese año. Este modelo optimiza la programación de la operación hidrotérmica, tomando en cuenta las características operativas y restricciones del sistema.

### ***b) Descripción del Modelo***

El modelo tiene como objetivo optimizar el problema de la programación de la operación a mediano plazo, buscando el óptimo que minimice el costo total de la operación para un Período de estudio, y en función a este plan óptimo obtener los Costos Marginales en cada barra.

### ***c) Principio de Funcionamiento***

El modelo contempla dos etapas:

- Aplicación de un modelo iterativo que permite determinar en que medida se pueden abastecer las demandas de riego y agua potable así como los coeficientes de pérdidas de las líneas de transmisión eléctrica en las cercanías del punto óptimo de operación.
- Aplicación de un modelo Definitivo que incorpora la información de la etapa anterior y determina la operación óptima y los costos marginales del sistema.

### **Principales Características:**

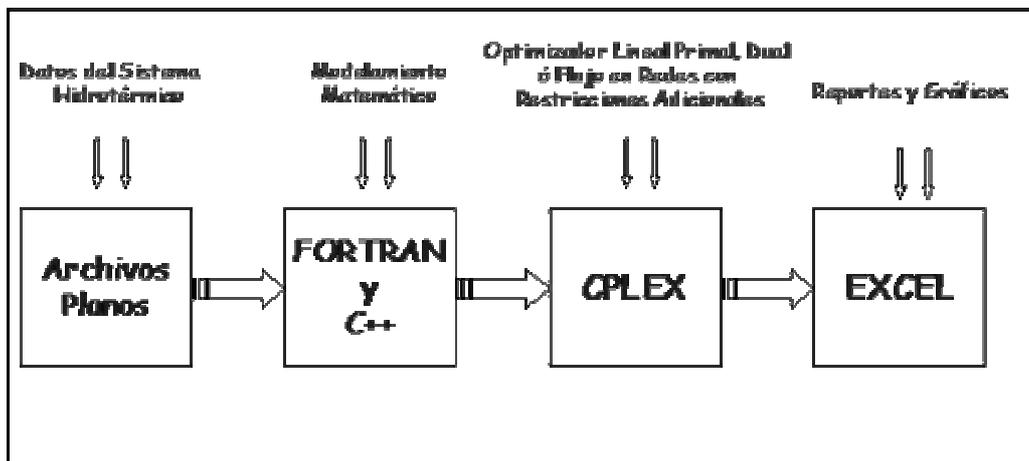
- Multi – embalse: representación individual de cada embalse, toma de agua, canal de conducción, cuenca hidrográfica, etc.
- Multi – nodo: representación de cada barra del sistema de transmisión empleado en el estudio y del efecto de sus pérdidas.
- Multi – escenario: permite evaluar el desempeño del sistema ante diversos escenarios hidrológicos, generados a partir del registro histórico de caudales afluentes.

### **Principales Resultados**

Se muestran por secuencia hidrológica, etapa y bloque. Se presentan por cada variable:

- Costos marginales de corto plazo
- Reportes de congestión
- Costos de operación
- Costos de falla
- Caudales turbinados y vertimientos

- Potencias generadas
- Energías generadas
- Flujos de potencia
- Pérdidas de transmisión



**Fig. 5.2 Implementación Computacional del modelo PERSEO**

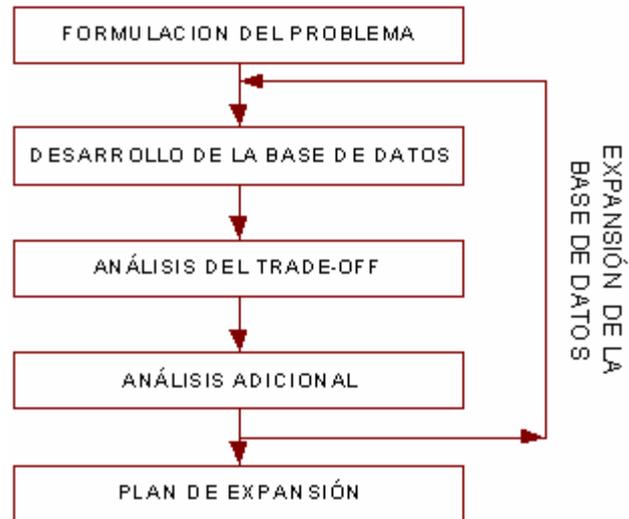
Fuente: URIBE M.(26) y CTE (27)

### 5.2.3. Diagrama de flujo

Para la aplicación del método del trade off para la determinación del Plan Referencial de Generación se emplea como herramientas computacionales los modelos WASP y PERSEO (modelo empleado por el OSINERG en el proceso de fijación de tarifas de energía).

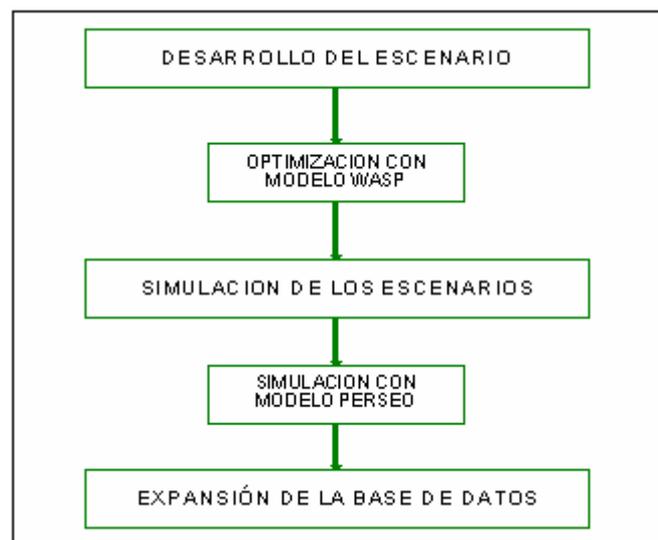
El enlace de estos modelos permite el desarrollo de la base de datos (ver Fig. 5.4) necesario para la aplicación del método de trade off; mientras el modelo WASP permite conocer los posibles escenarios de expansión el modelo PERSEO nos permite evaluar la operación de dichos escenarios de expansión y con ello calcular los costos marginales de barra. Con estos costos marginales se hará la evaluación económica de la opción elegida.

La fig. 5.3 muestra el diagrama de flujo de la aplicación del método del Trade-off/risk



**Fig. 5.3 Procedimiento de aplicación del Trade-off/Risk**

Fuente: Elaboración propia.



**Fig. 5.4 Diagrama de Flujo correspondiente al desarrollo de la base de datos**

Fuente: Elaboración propia.

#### 5.2.4. Data empleada

##### a. Data para el modelo WASP

Los datos empleados para el modelo WASP para el desarrollo del Plan Referencial de Generación son los del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y están basados en datos empleados por el COES y OSINERG para el proceso de fijación de tarifas.

## **b. Data para el modelo PERSEO**

Los datos empleados para el modelo PERSEO para el desarrollo del Plan Referencial de Generación son los del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y están basados en datos empleados por el COES y OSINERG en el proceso de fijación de tarifas.

El Anexo A muestra las características de las centrales que componen el parque generador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

### **5.3. Aplicación al Plan Referencial de Electricidad**

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional tiene una capacidad efectiva de 4 336 MW, esta capacidad está compuesta por plantas térmicas que representan el 39% y por plantas hidráulicas que representan el 61% (según COES).

#### **5.3.1. Formulación del Problema**

La formulación del problema consiste en el seguimiento de las opciones, incertidumbres y atributos, los cuales son estudiados para el Período de planificación 2004 – 2013.

**Opciones:** cada plan analizado involucra la combinación de opciones tales como:

- Unidades de Ciclo Combinados (270 MW y 340 MW)
- Unidades de Ciclo Simple o Turbinas a Gas (170 MW)
- Unidad a Carbón (125 MW)
- Centrales Hidroeléctricas

A continuación en la TABLA 5.1 se muestran las características más resaltantes de las opciones a analizar.

TABLA 5.1 Características de las opciones de expansión

Nombre del Proyecto	Capac. Efectiva (MW)	Tiempo de Construc (meses)	C.Total (Millo US\$)	C. Unit (US\$/kW)
Turbina a Gas con Gas Natural Camisea	170.5	15	75.886	442.5
Turbina a Gas con Diesel 2	150	15	52.316	348.8
Ciclo Combinado con Diesel 2 Tecnología avanzada	240	30	132.700	551.5
Ciclo Combinado con Gas Natural Camisea Serie F	270	30	174.209	645.5
Ciclo Combinado con Gas Natural Camisea Serie G	340	30	194.871	581.7
Central Vapor Ilo No. 6 a carbón	125	30	96.281	770.2
CH. El Platanal	220	48	155.000	704.5
C.H. Marañón	96	48	78.000	812.5
C.H. Huanza	86	48	56.200	653.5
C.H. Quitaracsa	112	48	72.000	642.9
C.H. Tarucani	50	48	55.300	1106.00
C.H. Chevez	525	60	414.000	788.6

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (3)

**Incertidumbres:** Los futuros a analizar son:

- Tasa de crecimiento anual de la potencia: 3.0%, 3.5%, 3.75%, 4.0%, 4.25%. (Tabla 5.2)

TABLA 5.2 Proyección de la Potencia del SEIN

Año	POTENCIA (MW)				
	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5
2004	3066	3081	3089	3096	3104
2005	3158	3189	3204	3220	3235
2006	3253	3301	3325	3349	3373
2007	3351	3416	3449	3483	3516
2008	3451	3536	3579	3622	3666
2009	3555	3659	3713	3767	3822
2010	3661	3788	3852	3918	3984
2011	3771	3920	3997	4074	4153
2012	3884	4057	4146	4237	4330
2013	4001	4199	4302	4407	4514
2014	4121	4346	4463	4561	4672
2015	4244	4498	4631	4721	4835
2016	4372	4656	4804	4886	5004
<b>Tasa de crecimiento</b>	<b>3.00%</b>	<b>3.50%</b>	<b>3.75%</b>	<b>4.00%</b>	<b>4.25%</b>

Fuente: Elaboración propia

- Tasa de crecimiento anual de la energía: 3.0%, 3.5%, 3.75%, 4.0%, 4.25%.(Tabla 5.3)

**TABLA 5.3 Proyección de la Energía del SEIN**

Año	ENERGÍA (GWh)				
	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5
2004	21376	21479	21531	21583	21635
2005	22017	22231	22339	22446	22554
2006	22677	23009	23176	23344	23513
2007	23358	23815	24045	24278	24512
2008	24058	24648	24947	25249	25554
2009	24780	25511	25883	26259	26640
2010	25524	26404	26853	27310	27772
2011	26289	27328	27860	28402	28953
2012	27078	28284	28905	29538	30183
2013	27890	29274	29989	30720	31466
2014	28727	30299	31114	31948	32803
2015	29589	31359	32280	33226	34197
2016	30476	32457	33491	34555	35651

Tasa de crecimiento	3.00%	3.50%	3.75%	4.00%	4.25%
---------------------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: Elaboración propia

**Atributos:** Las bondades de cada plan, en el futuro son medidos en términos de tres atributos. El objetivo será minimizar cada uno de ellos:

- Valor presente del costo total, incluye costo de operación.
- Valor presente del costo de Inversión requerido.
- Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

### 5.3.2. Desarrollo de la Base de Datos

Para el desarrollo de la Base de Datos se emplean los modelos WASP III y PERSEO con los cuales se obtienen los diferentes escenarios a ser analizados.

- **Optimización con Modelo WASP**

El modelo WASP III (Wien Automatic System Planning Package), está diseñado para encontrar la política de expansión de generación económicamente óptima. Luego de cuantificar las necesidades globales de capacidad para el Período 2004-2013, a continuación establece las diferentes posibilidades energéticas y su combinación óptima para satisfacer las necesidades futuras del país.

- **Simulación con modelo PERSEO**

Dado que en el sistema peruano la operación se realiza bajo un modelo de despacho económico basado en criterios de mínimo costo de operación, del cual resultan los costos marginales de corto plazo, que son empleados para valorizar

las transferencias realizadas entre las empresas generadoras dentro del COES, más no así entre empresas generadoras y consumidores.

El modelo PERSEO nos permite calcular los costos marginales; estos costos calculados no son propiamente los de corto plazo, sino costos marginales promedios mensuales, estos valores permiten determinar los ingresos estimados por energía que podrían percibir las empresas generadoras.

En este sentido, la simulación de la operación del sistema mediante el modelo PERSEO permite evaluar dos aspectos importantes para este estudio. La primera de ellas es el impacto en las tarifas que tiene la selección de determinadas alternativas de generación eléctrica para la expansión. La otra es el retorno económico por venta de energía a costo marginal que obtendría un inversionista de un determinado proyecto del programa de expansión.

La Tabla 5.4 muestra los planes que han sido generados por el modelo WASP III y que son evaluados por el modelo PERSEO.

TABLA 5.4 Planes Generados

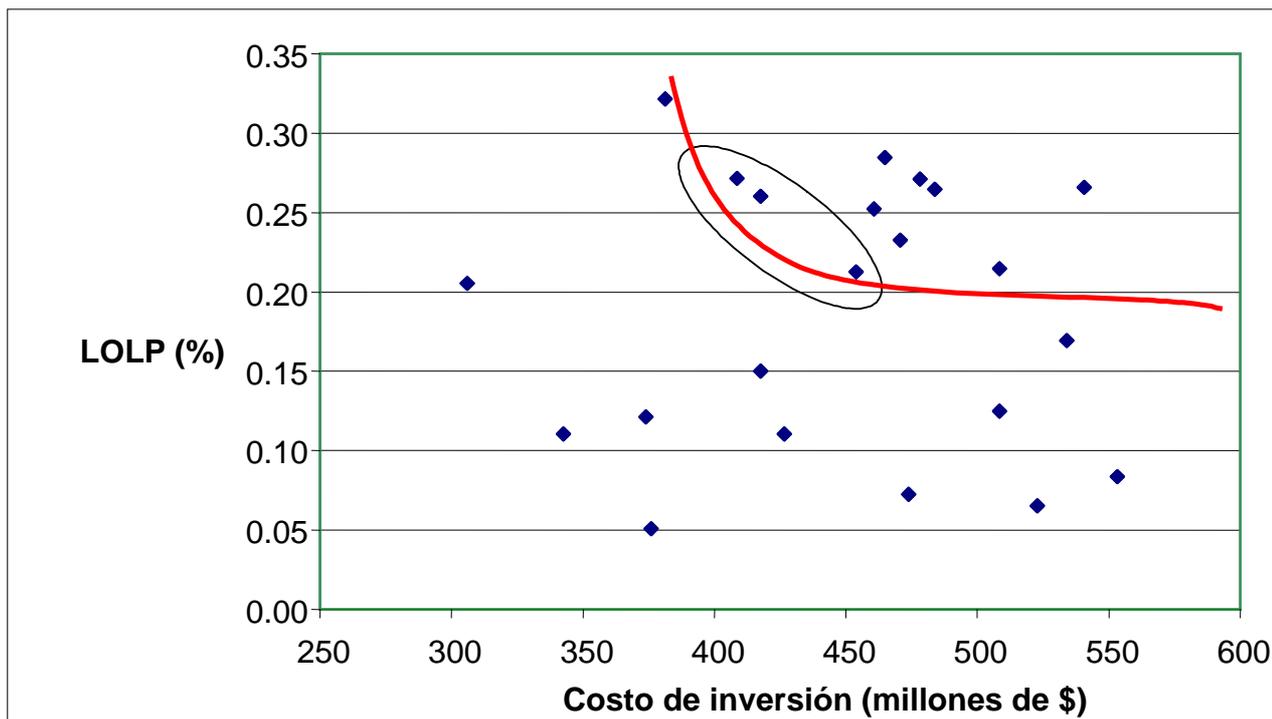
PLAN	Demanda (%)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
P1	3.00%		CH YUNC			CC340	CC340		CC340		CC340
P2	3.00%		CH YUNC			CC340	CC340		CC340		CC340
P3	3.00%		CH YUNC				CC340			CC340	
P4	3.00%		CH YUNC				CC340			CC340	
P5	3.00%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P6	3.00%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P7	3.00%		CH YUNC				CC340		CC340		CC340
P8	3.00%		CH YUNC				CC340		CC340		CC340
P9	3.00%		CH YUNC				CC340		CC340		CH PLAT
P10	3.00%		CH YUNC				CC340		CC340		CH PLAT
P11	3.50%		CH YUNC			CC340	CC340		CC340		CC340
P12	3.50%		CH YUNC			CC340	CC340		CC340		CC340
P13	3.50%		CH YUNC				CC340		CC340		CC340
P14	3.50%		CH YUNC				CC340		CC340		CC340
P15	3.50%		CH YUNC			CC340			CC340		CC340
P16	3.50%		CH YUNC			CC340			CC340		CC340
P17	3.50%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P18	3.50%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P19	3.50%		CH YUNC			CC340	CS170		CC340		CC340
P20	3.50%		CH YUNC			CC340	CS170		CC340		CC340
P21	3.75%		CH YUNC			2xCC340		CC340		CC340	CS170
P22	3.75%		CH YUNC			2xCC340		CC340		CC340	CS170
P23	3.75%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P24	3.75%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P25	3.75%		CH YUNC			CC340	CH PLAT		CC340		CC340
P26	3.75%		CH YUNC			CC340	CH PLAT		CC340		CC340
P27	3.75%		CH YUNC			CC340		CH PLAT	CC340		CC340
P28	3.75%		CH YUNC			CC340		CH PLAT	CC340		CC340
P29	3.75%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	CH PLAT
P30	3.75%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	CH PLAT
P31	4.00%		CH YUNC			2xCC340		CC340	CC340		CC340
P32	4.00%		CH YUNC			2xCC340		CC340	CC340		CC340
P33	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340	CC340		CC340
P34	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340	CC340		CC340
P35	4.00%		CH YUNC			CC340	CH PLAT	CC340		CC340	
P36	4.00%		CH YUNC			CC340	CH PLAT	CC340		CC340	
P37	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P38	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P39	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340	CC340		CH PLAT
P40	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340	CC340		CH PLAT
P41	4.25%		CH YUNC			2xCC340	CC340		CC340		
P42	4.25%		CH YUNC			2xCC341	CC340		CC340		
P43	4.25%		CH YUNC			CC340	CC340		CC340	CC340	
P44	4.25%		CH YUNC			CC340	CC340		CC340	CC340	
P45	4.25%		CH YUNC			CC340	CH PLAT	CC340		CC340	CC340
P46	4.25%		CH YUNC			CC340	CH PLAT	CC340		CC340	CC340

Fuente: Elaboración propia

Los Planes impares difieren de los pares en la fecha de entrada en operación de los proyectos candidatos (Período de estiaje o avenida respectivamente)

### 5.3.3. Análisis del Trade-off/Risk

La Fig. 5.5 ilustra la contraposición entre los objetivos “costo mínimo total” y “minimización del LOLP”, para un conjunto de valores inciertos, por las características de estos objetivos sabemos que ninguno de los planes minimiza ambos atributos, por lo tanto no hay algún un “óptimo” plan. Por ejemplo el Plan con el mínimo LOLP tiene un alto costo, y alguno de los planes con bajo costo son inestable.

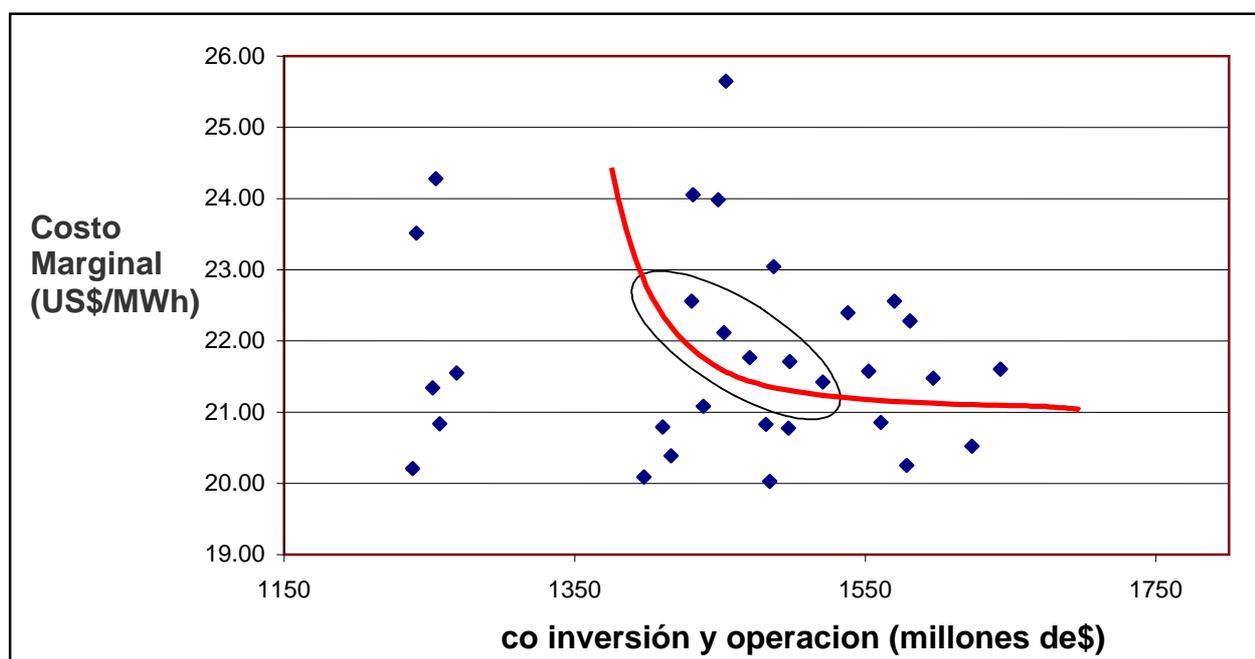


**Fig. 5.5 Trade-off (comparación entre Costo Total vs LOLP)**

Fuente: Elaboración propia

Los planes que están en o cerca de la curva del Trade-off son en cierto sentido óptimos, puesto que cada plan interior es dominado por al menos por uno de los atributos. Los planes cerca de la rodilla (knee) de la curva del Trade-off representan los compromisos más aceptables. En este caso los planes 15, 16, 23, 24, 29 y 30 que se ubican cerca de la curva Trade-off son los que ofrecen niveles aceptables de inversión respecto a los valores de LOLP.

La Fig. 5.6 muestra el análisis del costo marginal respecto al costo de inversión y operación. Los planes cerca de la rodilla son considerados los más aceptables, siendo los planes P24, P27, P29, P38, y P39 aquellos que presentan valores aceptables respecto al costo marginal promedio en el Período de evaluación.



**Fig. 5.6 Curva Trade-off (comparación entre Costo Total vs Costo Marginal)**

Fuente: Elaboración propia

- De las figuras 5 y 6 se observa que los planes P24 y P29 pueden considerarse como opciones más aceptables tanto en la evaluación LOLP vs Costo Total, como en la evaluación Costo Marginal vs Costo Total.

#### **5.3.4. Análisis complementario**

Un resumen complementario se puede generar para identificar valores discretos de la opción y sus indicadores de la robustez, por ejemplo la frecuencia de ocurrencia de cada plan, lo que permitirá conocer que plan se adapta con mayor facilidad a las incertidumbres analizadas. En este caso se aprecia que de los planes más aceptables (P24 y P29) el plan que presenta una mayor robustez es el P24 ya que este está presente en los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda tal como se aprecia en la Tabla 5.5.

**TABLA 5.5 Robustez del plan P24 respecto a la demanda**

PLAN	Demanda (%)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
P5	3.00%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P6	3.00%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P17	3.50%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P18	3.50%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P23	3.75%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P24	3.75%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	
P28	3.75%		CH YUNC			CC340		CH PLAT	CC340		CC340
P29	3.75%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	CH PLAT
P34	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340	CC340		CC340
P35	4.00%		CH YUNC			CC340	CH PLAT	CC340		CC340	
P38	4.00%		CH YUNC			CC340		CC340		CC340	

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional el Plan Referencial de Generación debería seguir el siguiente esquema:

- **Una central de Ciclo combinado de 340 MW el año 2008**
- **Una central de Ciclo combinado de 340 MW el año 2010**
- **Una central de Ciclo combinado de 340 MW el año 2012**

#### 5.4. Validación

El Resultado obtenido al aplicar el Método del Trade-off/Risk es contrastado con el Plan de Obras empleado por el OSINERG para el proceso de Fijación Tarifaria y por el Plan Referencial de Electricidad elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.

##### 5.4.1 Comparación con el Plan de Obras

Respecto al Plan de Obras de Generación empleado por el OSINERG, este es coincide en el Corto Plazo con la propuesta hecha en el presente trabajo.

La evaluación y comparación en Largo Plazo entre el Plan de Obras y el resultado propuesto en este trabajo, no es posible realizarla debido a que el Plan de Obras es formulado para el Corto Plazo

##### 5.4.2 Comparación con el Plan Referencia 2003

La Tabla 5.6 muestra el Plan de Expansión de Generación propuesto por el Ministerio en el Plan Referencial de Electricidad 2003. Se puede apreciar que los resultados obtenidos en el Plan Referencial 2003, coinciden con el resultado propuesto en el presente trabajo.

**TABLA 5.6 Plan de expansión escenario medio**

Año	Gas Natural Camisea	Petroleo Diesel	Petroleo Residual	Carbón Mineral	Hidro	Proyectos Factibles Período 2003-2012
2004	324				15	Conversión 2 unidades - CT Ventanilla CH Poechos 1
2005					130	CH Yuncán
2006	73					Cambio a Ciclo Comb. una Unidad - CT Ventanilla
2007						
2008	340					Una Central Ciclo Combinado
2009						
2010	340					Una Central Ciclo Combinado
2011						
2012	340					Una Central Ciclo Combinado
<b>Total</b>	<b>1093</b>				<b>145</b>	<b>Total Requerido (MW) = 1 238</b>

\* Como nueva oferta no se considera la conversión de la CT Ventanilla pero sí una parte en el cambio a ciclo combinado

\* No se incluyen las repotenciones de la CT Aguaytia (6 MW) y la CH Callahuanca (3 x 2,5 MW) de menor impacto previstas para el año 2004

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (3)

### 5.4.3 Evaluación Económica

La Tabla 5.7 muestra los resultados de la evaluación económica de los proyectos comprendidos en el plan propuesto. Para realizar la evaluación se ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Valores estándares de pérdidas en la líneas
- Gastos operativos y administrativos, entre otros
- Precio de venta de potencia empleados a la fecha por el COES y el OSINERG.
- Para la energía, se tomaron en cuenta los resultados de las simulaciones con el modelo PERSEO.



Cabe recordar que los resultados obtenidos en la presente evaluación económica son solo de referencia, ya que cada proyecto tiene condiciones específicas como:

- Condiciones de ventas: puede tener compromisos contractuales ya adquiridos con clientes libres.
- Condiciones de Financiamiento: tasas específicas, forma de pago, porcentaje de financiamiento, entre otros.

De los resultados obtenidos en la evaluación económica se aprecia que el proyecto evaluado posee un TIR (tasa interna de retorno) de 17% que es superior al 12% que la Ley de Concesiones Eléctrica dispone y en el caso del VAN (valor actual neto) este resulta altamente positivo por lo que el proyecto (central de ciclo combinado ingresando el 2008) sería rentable desde una perspectiva independiente, todo esto considerando que las ventas de energía solo se realizan al mercado regulado.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- 1.- El método de trade off/risk es una herramienta de planificación de largo plazo muy útil, la cual proporciona un coherente y riguroso acercamiento a la solución del problema. La desventaja de la Metodología aplicada radica en lo complicado que resulta su aplicación.
- 2.- En lo que respecta al Programa de expansión propuesto este cubre los requerimientos de demanda para el periodo de análisis (2004 – 2013), el plan propuesto incentiva el uso del gas de Camisea,
- 3.- De la evaluación económica del proyecto candidato se aprecia claramente que este posee viabilidad económica, teniendo en cuenta que dicha evaluación sólo considera la venta de energía al mercado regulado.
- 4.- De los resultados obtenidos se puede apreciar claramente la contraposición que existe entre los objetivos que uno desea minimizar, es así que cuanto mejor sea el índice de confiabilidad (LOLP) existe un mayor incremento en el costo de inversión e operación.
- 5.- La Planificación de la Generación involucra un amplio conocimiento de la realidad del Sistema, para ello el planificador debe tener un amplio conocimiento sobre la realidad del sistema, para así poder evaluar planes factibles y que dichos planes sean coherentes con los requerimientos del sistema y la realidad nacional.
- 6.- Debido a que el negocio de Generación se realiza en un libre mercado, no es posible conocer con antelación las decisiones de inversión en nuevos proyectos de generación, esto por razones de estrategia empresarial por parte de los inversionistas interesados. Por lo expuesto el Plan Referencial simplemente tendrá como objetivo **orientar al Mercado y a su Operador (COES) en el futuro sobre la expansión del Sistema**, es decir el Plan de Expansión de Generación propuesto será sólo indicativo.

- 7.- Debido a que la magnitud de inversión de un proyecto de Generación es alta y requiere de un periodo largo de recuperación del capital, la evaluación será de Largo Plazo, esto para tomar las previsiones económicas y de financiamiento necesarias para su ejecución.

### **Recomendaciones**

- 1.- Dado que el país posee una gran capacidad de generación hidráulica, la necesidad de contar con modelos de optimización más detallados mejoraría el análisis de la expansión
- 2.- El uso o el desarrollo de un modelo de expansión que considere los efectos de la red de transmisión que permita definir la expansión de la generación de manera más adecuada.

**ANEXO A**

**CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

## Características de las Centrales Térmicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Código	Grupo Térmico	Central Termoeléctrica	Potencia efectiva (MW)	Disponibilidad (p.u.)	Consumo específico (Un/MWh)	Costo variable no combustible (US\$/MWh)
gt-1	truji	EGENOR - TRUJILLO	21.72	0.95	0.336	2.70
gt-2	chimbo	EGENOR - CHIMBOTE	67.449	0.95	0.344	2.70
gt-3	tgpiur	EGENOR - PIURA	21.11	0.9	0.334	2.70
gt-4	rosanu	SANTA ROSA UTI-WES	105.809	0.95	0.284	7.07
gt-6A	PIU1-R6	EGENOR - PIURA1	22.724	0.97	0.208	6.77
gt-6B	PIU2-D2	EGENOR - PIURA2	27.85	0.97	0.215	7.11
gt-7	CHIC-R6	EGENOR - CHICLAYO	25.139	0.97	0.233	7.04
gt-8	dsulla	EGENOR - PIURA	11.084	0.97	0.239	7.30
gt-9	dpaita	EGENOR - PIURA	9.031	0.97	0.253	7.54
gt-12	tgven3	ETEVENSA - VENTANILLA	164.142	0.96	0.237	4.00
gt-13	tgven4	ETEVENSA - VENTANILLA	160.522	0.96	0.236	4.00
gt-14	TG_WES	SANTA ROSA UTI-WES	121.331	0.97	0.257	4.10
gt-15	TGagt1	AGUAYTIA	78.157	0.98	11.348	3.03
gt-16	TGagt2	AGUAYTIA	78.146	0.98	11.659	3.03
gt-17	TGMALA1	EEPSA - TALARA	15.047	0.96	16.022	4.00
gt-17B	TGMALA2	EEPSA - TALARA	15.037	0.96	15.693	4.00
gt-17C	TGMALA3	EEPSA - TALARA	14.552	0.96	0.372	4.00
gt-18	TG4MAL	EEPSA - TALARA	81.151	0.97	12.052	3.13
gt-18A	TG4MAL con Iny al	EEPSA - TALARA	16.201	0.97	13.066	21.60
gt-19	TVtrup	EGENOR - TRUJILLO	13.855	0.95	0.455	8.00
gt-20	SHOUG	SHOUGESA - MARCONA	65.646	0.95	0.311	2.00
gt-20A	SHO-C	SHOUGESA - MARCONA/CUMM	1.241	0.95	0.212	7.11
gt-21	CNP S	CNP-SulzerMan (Trujill	22.989	0.97	0.264	7.04
gt-22	CNP M	CNP-SulzerMan (Trujill	1.587	0.97	0.226	7.04
gt-24	TUMNU1	ELECTRO - TALARA	9.116	0.97	0.195	7.00
gt-25	TUMNU2	ELECTRO - TALARA	9.144	0.97	0.197	7.00
gt-28	dol1-7	EGEMSA - DOLORESPATA	11.828	0.95	0.250	4.80
gt-29	tapara	EGEMSA - TAPARACHI	5.335	0.95	0.234	10.14
gt-30	bellav	EGEMSA - BELLAVISTA	5.692	0.95	0.233	9.56
gt-31	tintay	TINTAYA	16.689	0.95	0.225	9.27
gt-32	chil-2	EGASA - CHILINA	6.786	0.9	0.415	4.53
gt-33	chil-3	EGASA - CHILINA	10.103	0.9	0.401	4.22
gt-34	chilcc	EGASA - CHILINA	18.702	0.9	0.273	3.58
gt-35	chilmd	EGASA - CHILINA	10.284	0.96	0.227	6.75
gt-36	calamd	EGESUR - TACNA	25.34	0.96	0.203	4.91
gt-37	moll-1	EGASA - MOLLENDO	31.461	0.96	0.210	13.83
gt-38	moll-2	EGASA - MOLLENDO	71.023	0.96	0.294	2.56
gt-39	ilotv2	ENERSUR - ILO I	23.224	0.9	4.064	1.93
gt-40	ilotv3	ENERSUR - ILO I	53.23	0.9	0.289	1.33
gt-41	ilotv4	ENERSUR - ILO I	68.658	0.9	0.247	1.23
gt-42	ilogd	ENERSUR - ILO I	3.247	0.95	0.215	13.36
gt-43	ilotg1	ENERSUR - ILO I	35.223	0.95	0.292	2.57
gt-44	ilotg2	ENERSUR - ILO I	35.356	0.95	0.252	6.39
gt-45	iltvc1	ENERSUR - ILO II	141.077	0.9	0.333	1.00
gt-47	moqgd	EGESUR - BOTIFLACA	0.827	0.95	0.242	6.14
gt-49	tgven3cc	ETEVENSA - VENTANILLA	225	0.96	7.143	2.79
gt-50	PUCALL-W	PUCALLPA - WARTSILA	23.821	0.96	0.203	3.28

Características de las Centrales Hidráulicas del Sistema Eléctrico Interconectado  
Nacional

Codificación	Central Hidroeléctrica	Empresa	Sistema Hidráulico				Canón del agua US\$/MWh
			Coefficiente de producción (MW-seg/m3)	Consumo propio anual (GWh)	Caudal de diseño (m3)	Cuenca asociada	
CH-0201	Matucana	EDEGEL	8.6877	1.2190	14.8000	Rio Rimac/Sta Eulalia	0.254
CH-0202	Huínco	EDEGEL	9.8936	2.4896	21.9677	Rio Rimac/Sta Eulalia	0.254
CH-0203	Callahuanca	EDEGEL	3.6614	1.3306	20.5000	Rio Rimac/Sta Eulalia	0.254
CH-0204	Moyopampa	EDEGEL	3.6974	0.9958	17.5000	Rio Rimac/Sta Eulalia	0.254
CH-0205	Huampani	EDEGEL	1.6310	0.1116	18.5000	Rio Rimac/Sta Eulalia	0.254
CH-0206	Huanchor	EDEGEL	1.9632	0.1545	10.0000	Rio Rimac/Sta Eulalia	0.254
CH-0304	Cahua	EGECAHUA	1.8860	0.6954	22.8600	Rio Pativilca	0.254
CH-A403	Cañón del Pato 1	EGENOR	3.3861	5.8033	77.0000	Rio Santa	0.333
CH-B403	Cañón del Pato 2	EGENOR	3.3861	5.8033	77.0000	Rio Santa	0.333
CH-0405	Pariac	EGECAHU	2.0418	0.0953	2.2000	Rio Santa	0.254
CH-0501	Gallito Ciego	C.N.P.	0.8504	0.9464	44.8000	Rio Jequetepeque	0.254
CH-0603	Carhuaquero	EGENOR	4.1313	1.3768	23.0000	Rio Chancay	0.254
CH-0802	Malpaso	ELA	0.6763	0.6809	71.0000	Rio Mantaro	0.254
CH-0803	Mantaro	ELECTRO	6.3179	29.5000	100.0000	Rio Mantaro	0.254
CH-0801	Restitucion	ELECTRO	2.0974	8.3000	100.0000	Rio Mantaro	0.254
CH-0804	Oroya	ELA	1.4706	3.5758	5.9160	Rio Mantaro	0.254
CH-0805	Pachachaca	ELA	1.4706	1.3525	8.3520	Rio Mantaro	0.254
CH-0907	Yaupi	ELA	4.2372	2.7353	24.7640	Rio Paucartambo	0.254
CH-1101	Chimay	EDEGEL	1.8402	1.4852	82.0000	Rio Tulumayo	0.254
CH-1201	Yanango	EDEGEL	2.1304	0.6439	20.0000	Rio Tarma	0.254
CH-2001	Charcani I	EGASA	0.2107	0.1228	7.6000	Rio Chili	0.254
CH-2002	Charcani II	EGASA	0.1000	0.0155	6.0000	Rio Chili	0.254
CH-2003	Charcani III	EGASA	0.3910	0.0350	10.0000	Rio Chili	0.254
CH-2004	Charcani IV	EGASA	1.0200	0.0800	15.0000	Rio Chili	0.254
CH-2005	Charcani V	EGASA	5.6185	4.1035	24.9000	Rio Chili	0.254
CH-2006	Charcani VI	EGASA	0.5964	0.1540	15.0000	Rio Chili	0.254
CH-2101	Aricota I	EGESUR	4.8913	7.2110	4.6000	Rio Aricota	0.254
CH-2102	Aricota II	EGESUR	2.6957	0.4120	4.6000	Rio Aricota	0.254
CH-2201	Hercca	EGEMSA	0.6367	0.0000	1.5000	Rio Herca	0.254
CH-2301	Machupicchu I	EGEMSA	2.8597	3.0819	30.0000	Rio Vilcanota	0.254
CH-2401	San Gaban II	SANGAB	5.9525	3.1850	19.0000	Rio San Gaban	0.254
CH-2502	Misapuquio	C.N.P.	1.9329	0.0986	2.0000	Rio Misapuquio	0.254
CH-2603	San Antonio	C.N.P.	0.1987	0.0000	2.9200	Rio Cailloma	0.254
CH-2604	San Ignacio	C.N.P.	0.1687	0.0000	2.5000	Rio Cailloma	0.254
CH-2605	Huayllacho	C.N.P.	1.2367	0.0000	0.1500	Rio Cailloma	0.254

## **ANEXO B**

### **INDICE DE FIGURAS Y TABLAS**

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 3.1 Diagrama de Flujo de la evaluación de escenarios	22
Fig. 3.2 Proyectos de Generación incluidos en la Regulación Tarifaria	25
Fig. 4.1 Modelamiento Multinodal del SEIN	31
Fig. 4.2 Metodología del Plan de Obras	33
Fig. 4.3 Planteamiento del Problema	39
Fig. 4.4 Dominio estricto condicional	43
Fig. 4.5 Dominio significativo condicional	43
Fig. 5.1 Diagrama de Flujo de los módulos del Modelo WASP	52
Fig. 5.2 Implementación Computacional del modelo PERSEO	54
Fig. 5.3 Procedimiento de aplicación del Trade-off/Risk	55
Fig. 5.4 Diagrama de Flujo correspondiente al desarrollo de la base de datos	55
Fig. 5.5 Trade-off (comparación entre Costo Total vs LOLP)	61
Fig. 5.6 Curva Trade-off (comparación entre Costo Total vs Costo Marginal)	62

**ÌNDICE DE TABLAS**

Tabla 3.1 Inversiones en Generación	26
Tabla 4.1 Escenarios de Expansión	32
Tabla 5.1 Características de las opciones de expansión	57
Tabla 5.2 Proyección de la Potencia del SEIN	57
Tabla 5.3 Proyección de la Energía del SEIN	58
Tabla 5.4 Planes Generados .	60
Tabla 5.5 Robustez del plan P24 respecto a la demanda	63
Tabla 5.6 Plan de expansión escenario medio	64
Tabla 5.7 Evaluación Económica	65

## BIBLIOGRAFÍA

- [ 1] MEM. **Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento**. 1992
- [ 2] Ministerio de Energía y Minas **“Plan Referencial de Electricidad 2001-2010**
- [ 3] Ministério de Energía y Minas **“Plan Referencial de Electricidad 2003-2012”**
- [ 4] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES **“Estudio Técnico Económico de determinación de precios de Potencia y Energía en barras para la fijación tarifaria de noviembre de 2004”** Julio 2004
- [ 5] HUNT, S., **Making Competition Work in Electricity**, John Wiley & Sons, Inc., 2002
- [ 6] HUGH RUDNICK Y RODRIGO QUINTEROS **Power System Planning in the South America Electric Market Restructuring** VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – VI SEPOPE, May 24-29,1998
- [ 7] T. W. BERRIE **“Electricity Economics and Planning”**. Peter Peregrinus Ltd. 1992.
- [ 8] HISHAN KHATIB **“Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry”**. The Institution of Electrical Engineers, London 2003
- [ 9] MARIJA ILIC, FRANCISCO GALIANA & LESTER FINK **“Power Systems Restructuring: Engineering and Economics”** Kluwer Academic Publishers, second Printing 2000

- [10] MAJUMDAR S. & CHATTOPADHYAY D. **“A Model for Integrated Analysis of Generation Capacity Expansion and Financial Planning”**. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 14, Issue: 2, May 1999. pp. 466 – 471
- [11] FORTUNATO, L. A., ARARIPE NETO, T., RIBEIRO DE ALBUQUERQUE, J. C. & PEREIRA, M. V. **“Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”**. UNIVERSITARIA. Rio de Janeiro. 1990.
- [12] ISA **“Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión”** Colombia 1992
- [13] Ministerio de Energía y Minas de Colombia **“Plan de Expansión Preliminar 2004 – 2012”** Agosto 2004
- [14] JUAN TIMANÁ **“Incertidumbre y Riesgo en los Proyectos de Generación de Energía Eléctrica”** OSINERG Noviembre 2002
- [15] Universidad del Pacífico **“Criterios, Metodología y Modelo para la determinación del Plan de Obras de Generación”** Informe Final OSINERG Enero 2004
- [16] Ignacio Velez Pareja **“Decisiones Empresariales bajo riesgo e incertidumbre”** Grupo Editorial Norma 2003
- [17] SCHWEPPE, F., CARAMANIS, M., TABORS, R. y BOHN, R., **Spot Pricing of Electricity**, Boston, Kluwer Academics Publishers, 1988
- [18] HYDE M. MERRILL **“Trade off/Risk analysis in Power System Planning”**. Power Technologies, Inc. USA 1990
- [19] HYDE M. MERRILL, FRED C. SCHWEPPE, MICHAEL F. McCOY **“Trade Off Methods in System Planning”**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3 N°3 Agosto 1988

- [20] HYDE M. MERRILL, PABLO ALVARADO, PETER DÖRFNER, ENRIQUE CROUSILLAT **Conflicting Objectives and Risk in Power Systems Planning**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 8 N°3 Agosto 1993
- [21] ENRIQUE CROUSILLAT Y HYDE MERRILL **The Trade-Off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning** The Work Bank 1992
- [22] ENRIQUE CROUSILLAT **Decision Making Under Uncertainty An Option Valuation Approach to Power Planning** The Work Bank 1991
- [23] ENRIQUE CROUSILLAT **Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning** The Work Bank 1989
- [24] Pereira M., Campodónico N., Kelman R. & Granville S. **“Planning Risk”**. PICA Tutorial. 1999. pp. 1 – 8.
- [25] FRANCISCO A. SINNING OPAZO **Evaluación comparada de Metodologías de análisis de decisiones ante incertidumbres en la expansión de Sistemas Eléctricos** Tesis para optar el título de Ingeniero Civil de Industrias con mención Electricidad; Pontificia Universidad Católica de Chile, 1999
- [26] URIBE, M. **“Determinación de los Costos Marginales del Sistema Interconectado Nacional”** Tesis para optar el título profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería, 2000.
- [27] Comisión de Tarifas de Energía CTE **“Modelo para la determinación de Costos Marginales en el Sisatema Eléctrico Interconectado Nacional Vol II Manual del Usuario”** Julio 2000
- [28] Internacional Atomic Energy Agency **“Wien Automatic System Planning Package (WASP)”**