

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

APLICACIÓN DEL MODULO MODPIN EN LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN EL ECUADOR

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

DIEGO ERNESTO ECHEVERRÍA JURADO

DIRECTOR: ING. MEDARDO CADENA

Quito, Mayo 2006

DECLARACIÓN

Yo Diego Ernesto Echeverría Jurado, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Diego Ernesto Echeverría Jurado

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Ernesto Echeverría Jurado, bajo mi supervisión.

Ing. Medardo Cadena
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres, Luís y Martha, que me apoyaron permanentemente en mi desarrollo estudiantil. Sin su apoyo hubiese sido una tarea mucho más complicada.

Deseo agradecer a todas aquellas personas de la Dirección de Planificación del CONELEC que participaron de una u otra manera en el desarrollo de este trabajo. En especial a los Ingenieros: Medardo Cadena, Iván Velastegui, Byron Granda y Edgar Castro.

De manera muy especial, agradezco a mi profesor supervisor Ing. Medardo Cadena por su calidad humana y valiosa colaboración, además por su buena disposición, consejo y amistad.

Agradezco a mis amigos y amigas más cercanos, por su permanente comprensión y aliento, con quienes aprendí que la Universidad es mucho más que un lugar de estudio.

Finalmente agradezco a todos los profesores, y compañeros que conocí en mis estudios universitarios.

DEDICATORIA

*A mis padres,
por su cariño, comprensión, dedicación,
esfuerzo y apoyo inagotables
en todo lugar y momento de mi vida.*

TABLA DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
DEDICATORIA	iv
TABLA DE CONTENIDO	v
RESUMEN	viii
OBJETIVOS Y ALCANCE	ix
CAPITULO 1	1
SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS EN EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL ECUADOR.	1
1.1. MARCO LEGAL GENERAL	1
1.1.1. LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	1
1.1.2. EL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD	3
1.1.3. EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA	4
1.1.4. EMPRESAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION.....	4
1.1.5. EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.....	6
1.2. GENERACION ELECTRICA EXISTENTE	8
1.2.1. CARACTERITICAS GENERALES	8
1.2.2. CENTRALES DE GENERACION EXISTENTES	11
1.3. PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA	12
1.3.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	12
1.3.2. PRONOSTICO DE LA DEMANDA A NIVEL DE BORNES DE GENERACION	14
1.4. PERSPECTIVAS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	16
CAPITULO 2	20
DESCRIPCION GENERAL DEL MODELO SUPER-OLADE	20
2.1. INTRODUCCION	20
2.2. INTERFAZ DEL MODULO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN CON OTROS MODULOS	21
2.2.1. DESCRIPCION BASICA DEL MODULO DE DEMANDA MODDEM.....	21
2.2.1.1. Datos de entrada del modulo de demanda MODDEM	22

2.2.2. DESCRIPCION BASICA DEL MODULO HIDROLOGICO MODHID	23
2.2.2.1. Datos de entrada del módulo hidrológico MODHID	25
2.2.3. DESCRIPCION BASICA DEL MODULO DE DESPACHO HIDROTERMICO MODDHT	26
2.2.3.1. Datos de entrada del módulo de despacho hidrotérmico MODDHT	26
2.3. DESCRIPCION DEL MODULO DE PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN	27
2.4. METODOLOGÍAS DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRES	30
2.4.1. MODELO DE PLANIFICACIÓN DETERMINÍSTICO	30
2.4.2. TÉCNICAS DE SOLUCIÓN EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRES	31
2.4.2.1. Equivalente Determinístico.....	32
2.4.2.2. Análisis de Sensibilidad.....	33
2.4.2.3. Escenarios.....	33
2.4.2.4. Optimización Estocástica	34
2.4.3. EXTENSIONES DE LA FORMULACIÓN ESTOCÁSTICA	36
2.4.3.1. Estrategia de expansión – Minimización del Valor Esperado	36
2.4.3.2. Estrategia de expansión – Criterio Minimax.....	38
2.5. DATOS DE ENTRADA DEL MÓDULO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN	40
2.6. RESULTADOS DE SALIDA DEL MÓDULO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN	42
 CAPITULO 3	 44
APLICACIÓN DEL MODULO DE PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN	44
3.1. CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DEL MODELO	44
3.1.1. GENERALES.....	44
3.1.2. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	44
3.1.2.1. Proyectos Hidroeléctricos.....	44
3.1.2.2. Proyectos Termoeléctricos.....	45
3.1.3. TRAYECTORIAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	46
3.1.4. COSTO DEL DÉFICIT	46
3.1.5. MARGENES DE RESERVA.....	47
3.1.6. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	47
3.1.6.1. Caso 1	48
3.1.6.2. Caso 2	49
3.1.7. SISTEMAS DE INTERCONEXION	50
3.1.7.1. Precios de la Energía de Importación	50

3.2. DATOS REQUERIDOS PARA EJECUTAR EL MODULO DE PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN	51
3.3. RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES	56
3.3.1. RESULTADOS DEL MODULO DE DEMANDA	57
3.3.1.1. Resultados del submódulo DEMMOD	57
3.3.1.2. Resultados del submódulo DEMGEN	66
3.3.2. RESULTADOS DEL MODULO HIDROLÓGICO.....	71
3.3.3. RESULTADOS DEL MODULO DE PLANIFICACIÓN.....	74
3.3.4. ANALISIS DE RESULTADOS	90
CAPITULO 4	96
ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS	96
4.1. ANÁLISIS DE LOS PLANES DE EXPANSION	96
4.2. EVALUACIÓN DEL MODELO	104
CAPITULO 5	106
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
5.1. CONCLUSIONES	106
5.2. RECOMENDACIONES	108
BIBLIOGRAFIA.....	109
ANEXOS	111

RESUMEN

El presente trabajo contiene un análisis, aplicación y evaluación del Módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN, del paquete computacional SUPER-OLADE, con el cual se determinará un plan de expansión para la generación de energía eléctrica en el Ecuador en el largo plazo (15 años), basado en una selección de proyectos tanto hidroeléctricos como termoeléctricos, para satisfacer el crecimiento de la demanda.

El trabajo se estructura de la forma siguiente:

En el primer capítulo, se realiza una breve introducción del marco legal del Sector Eléctrico ecuatoriano, y las perspectivas en el abastecimiento de la energía eléctrica en el país.

En el segundo capítulo, se realiza una descripción general del modelo SUPER-OLADE, y una descripción más detallada del módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN. Además se detallan los datos requeridos para la ejecución del modelo y los resultados que se obtienen de los distintos módulos del SUPER-OLADE.

El tercer capítulo contiene una aplicación del modelo SUPER-OLADE, incluyendo el análisis de los resultados que se obtienen de cada uno de los módulos. Además se tendrán los resultados del plan indicativo de expansión de la generación de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, para un periodo de estudio de 15 años.

Los balances de energía y los costos de operación para los planes de expansión de generación obtenidos son tratados en el capítulo cuarto. En este capítulo se realiza además, una evaluación de la aplicación del modelo en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Las principales conclusiones y recomendaciones se plantean en el quinto capítulo.

OBJETIVOS Y ALCANCE

ANTECEDENTES

La energía eléctrica en una sociedad juega un papel estratégico, ya que contribuye de manera directa en las actividades productivas y constituye un factor esencial para el desarrollo económico de un país y para el bienestar de la población.

En el Ecuador es evidente la escasa inversión en nueva generación que se ha dado en los últimos años, situación que sumada al crecimiento de la demanda nacional, va produciendo una reducción progresiva de los niveles de reserva, poniendo en peligro el abastecimiento de energía eléctrica, sin dejar de mencionar el alto nivel de costos de la energía.

La seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica constituye una prioridad a nivel de país, situación que a más de satisfacer el crecimiento de la demanda, involucra además reducir la dependencia que actualmente existe respecto de factores como son: la hidrología, la provisión de combustibles y los riesgos en la interconexión internacional con Colombia.

La manera de conseguir este objetivo es a través de la ejecución de nuevos proyectos de generación, cuya naturaleza (hidroeléctricos o termoeléctricos) debe ser determinada a través de estudios como el que se realiza en el presente trabajo, que permitan establecer el equipamiento necesario para los próximos años.

Dichos estudios parten de predicciones e incertidumbre sobre el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, y se fundamentan en un compromiso entre los niveles de confiabilidad, márgenes de seguridad del sistema, costos asociados a la capacidad que se va a instalar y optimización en el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, sin dejar de considerar el cumplimiento de la normativa vigente en materia ambiental.

OBJETIVOS

Objetivo General

Determinar y analizar con el Módulo de Planificación bajo Incertidumbre (MODPIN) del paquete computacional SUPER-OLADE, el plan de expansión de la generación de energía eléctrica, basado en una selección de proyectos tanto hidroeléctricos como termoeléctricos, para satisfacer el crecimiento de la demanda.

Objetivos Específicos

El trabajo que se presenta persigue dos objetivos específicos.

- Analizar y evaluar el Módulo de Planificación bajo Incertidumbre (MODPIN) del paquete computacional SUPER-OLADE, y determinar su aplicabilidad para la planificación de la generación de energía eléctrica en el Ecuador.
- Determinar el equipamiento de la expansión de generación de menor costo para el sistema, garantizando el suministro de energía ante diversos escenarios de incertidumbre, como son: el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, el comportamiento de los caudales afluentes a las principales centrales hidroeléctricas y los precios de los combustibles que se utilizan para la generación eléctrica.

ALCANCE

Con la ayuda de la información existente en el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, sobre las centrales que actualmente se encuentran en operación, los proyectos de generación tanto termoeléctricos como hidroeléctricos a construirse en el futuro o que se encuentran en construcción, así como la proyección de la demanda, el análisis del modelo SUPER-OLADE permitirá desarrollar un plan indicativo de expansión de la generación del Sistema Nacional Interconectado para un periodo de estudio de 15 años (2005-2019).

Toda la información requerida para el análisis de este proyecto y para procesar el modelo SUPER-OLADE, está cortada a octubre del 2005.

CAPITULO 1

SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS EN EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL ECUADOR.

1.1. MARCO LEGAL GENERAL

1.1.1. LA LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El 10 de octubre de 1996, en el Suplemento al Registro Oficial No. 43, se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que sustituyó a la Ley Básica de Electrificación, y surgió como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector. La LRSE plantea como objetivo proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad, para lo cual, se promoverán las inversiones de riesgo por parte del sector privado.

Mediante esta Ley, se establece, entre otros aspectos:

- El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.¹
- El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.²

¹ Art. 1.- de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

² Art. 2.- de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

Los objetivos fundamentales de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico son:

- a) Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- d) Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;
- e) Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- f) Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- g) Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- h) Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- i) Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- j) Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- k) Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.³

La Ley establece un mercado competitivo y desregulado, descentralizando su estructura estatal, a través de esquemas de desintegración horizontal y vertical, separando las actividades de generación, transporte y distribución, procurando promover una amplia participación del sector privado.

³ Art. 5.- de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

La LRSE ha modificado sustancialmente la participación de los actores y el Estado tiene que cumplir con funciones tales como: la planificación indicativa, la regulación de los monopolios naturales y la supervisión del funcionamiento de los mercados competitivos.

La LRSE concibe la competencia en la generación a través del Mercado Eléctrico Mayorista; empresas distribuidoras eficientes y grandes consumidores y una empresa única de transmisión.

Las dos principales instituciones del sector eléctrico ecuatoriano son el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, que es el organismo regulador y el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, que es el operador del Sistema Nacional Interconectado y administrador del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.1.2. EL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

El CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) se constituye como un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

Entre las principales funciones del CONELEC se encuentran:

- Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Para el efecto mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de referencial⁴
- Emitir regulaciones para generación, transmisión, distribución, clientes y mercado.
- Aprobar pliegos tarifarios
- Otorgar concesiones, permisos, licencias
- Supervisar y controlar el cumplimiento de la normatividad en las actividades del sector.

⁴ Art. 2.- literal b) de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

1.1.3. EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

La Corporación CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) tiene como objetivo administrar el abastecimiento de energía del mercado al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado; coordinar la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), observando condiciones de seguridad y calidad; administrar las transacciones comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y facilitar al sector el acceso a la información sobre el funcionamiento del MEM.

En concordancia con lo señalado, las principales funciones del CENACE son:

- Ordenar el despacho de generación al mínimo costo.
- Coordinar la operación en tiempo real del sistema.
- Preparar el planeamiento operativo de largo, medio y corto plazo.
- Liquidar las transacciones en el mercado ocasional y a término
- Informar del funcionamiento del mercado a los integrantes y al CONELEC.

1.1.4. EMPRESAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y la de Compañías. Las compañías a las que se refiere esta disposición, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.⁵

Las instalaciones de generación y las de transmisión que eran propiedad del Estado, por intermedio del INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación), fueron transferidas a manera de acciones a favor del Fondo de Solidaridad, constituyéndose para el efecto seis empresas de generación y una de transmisión, que se conformaron como sociedades anónimas e iniciaron su operación el 1 de abril de 1999:

⁵ Art. 26.- de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

- Empresa Eléctrica de Transmisión: TRANSELECTRIC S.A.
- Empresas Eléctricas de Generación: HIDROPAUTE S.A.; HIDROAGOYÁN S.A.; HIDROPUCARÁ S.A.; TERMOESMERALDAS S.A.; TERMOPICHINCHA S.A.; y, ELECTROGUAYAS S.A.

A inicios del año 2001, HIDROAGOYAN S.A. absorbió a HIDROPUCARA S.A. A más de éstas, existen otras empresas generadoras que tienen participación del Estado como es el caso de HIDRONACIÓN S.A., y otras cuya participación accionaria pertenece completamente al sector privado, como son: MACHALA POWER Cia. Ltda., INTERVISA TRADE, ECOLUZ (HCJB), ULYSSEAS INC., entre otras.

La transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen monopolios naturales sometidos a regulación de precios, mientras que la generación se desarrolla en un ambiente de libre competencia.

Las empresas eléctricas de distribución, a septiembre del 2005, son las siguientes:

1. Empresa Eléctrica Ambato, Regional Centro Norte S.A.
2. Empresa Eléctrica Azogues C.A.
3. Empresa Eléctrica de Bolívar C.A.
4. Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
5. Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.
6. Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A.
7. Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG-D)
8. Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A.
9. Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A.
10. Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.
11. Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.
12. Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.
13. Empresa Eléctrica Milagro C.A.
14. Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

15. Empresa Eléctrica Quito S.A.
16. Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
17. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A.
18. Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.
19. Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.
20. Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

1.1.5. EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.⁶

El precio de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista se lo determina dependiendo del tipo de transacción, sea en el mercado de corto plazo (mercado ocasional o spot), o en el mercado de largo plazo (mercado de contratos).

En el mercado ocasional: Los generadores podrán vender energía eléctrica en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

- Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el Centro Nacional de Control de Energía, conforme lo establece esta Ley; y,

⁶ Art. 45.- de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

- Las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio que periódicamente fije el Centro Nacional de Control de Energía de acuerdo con el literal anterior y los procedimientos que para el efecto se determinen en el Reglamento.⁷

En el mercado de contratos a plazo: En el mercado eléctrico mayorista, los contratos a plazo son los que libremente se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el Centro Nacional de Control de Energía. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda.

El Centro Nacional de Control de Energía comunicará a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate.⁸

⁷ Art. 47.- de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

⁸ Art. 46.- de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico

1.2. GENERACION ELECTRICA EXISTENTE

1.2.1. CARACTERITICAS GENERALES

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, según los datos estadísticos presentados por el CONELEC, la Potencia Efectiva de generación e importación en el país a junio de 2005 fue de 3 570,62 MW, de los cuales 3 431,55 MW (96,11%) están incorporados al S.N.I. y 139,07 MW (3,89%) en sistemas no incorporados. El total de potencia efectiva, incluyendo los sistemas no incorporados, corresponde a: 1 732,69 MW (50,46%) en hidráulicas, 240 MW (6,99%) interconexión con Colombia, 575,50 MW (16,77%) térmicas a gas, 160,87 MW (4,07%) térmicas de gas natural, 419,56 MW (8,83%) MCI -Motor de Combustión Interna- y 442 MW (12,88%) vapor.

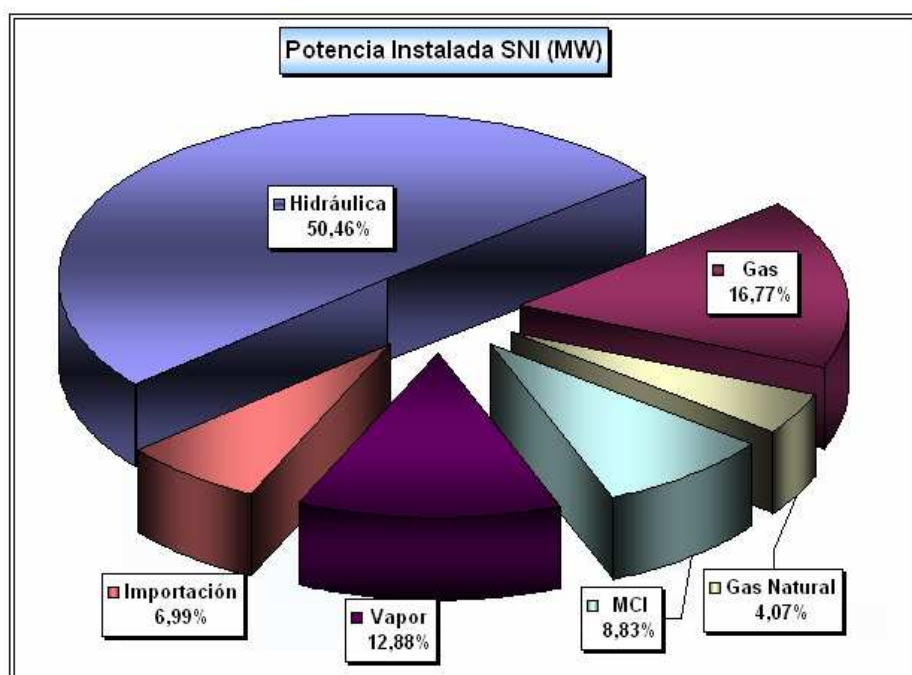


Figura 1.1

Fuente: Estadísticas CONELEC

La energía bruta producida e importada en el país, en el año 2004, fue de 14226 GWh. El total de energía bruta incluye la producción de las Empresas Generadoras (10688 GWh; 75,13%), Distribuidoras con generación (717 GWh; 5,04%), Autoproductoras (1180 GWh; 8,29%) y la Importación desde Colombia (1642 GWh; 11,54%). Además, de este total, 7412 GWh (52,10%) fue de origen hidráulico, 5173 GWh (36,36%) térmico y 1642 GWh (11,54%) por importación.

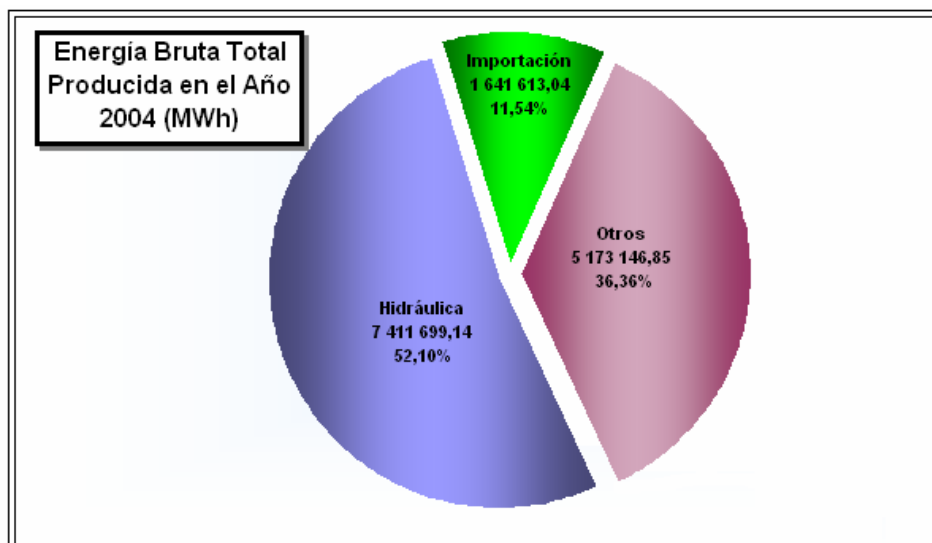


Figura 1.2

Fuente: Estadísticas 2004 CONELEC

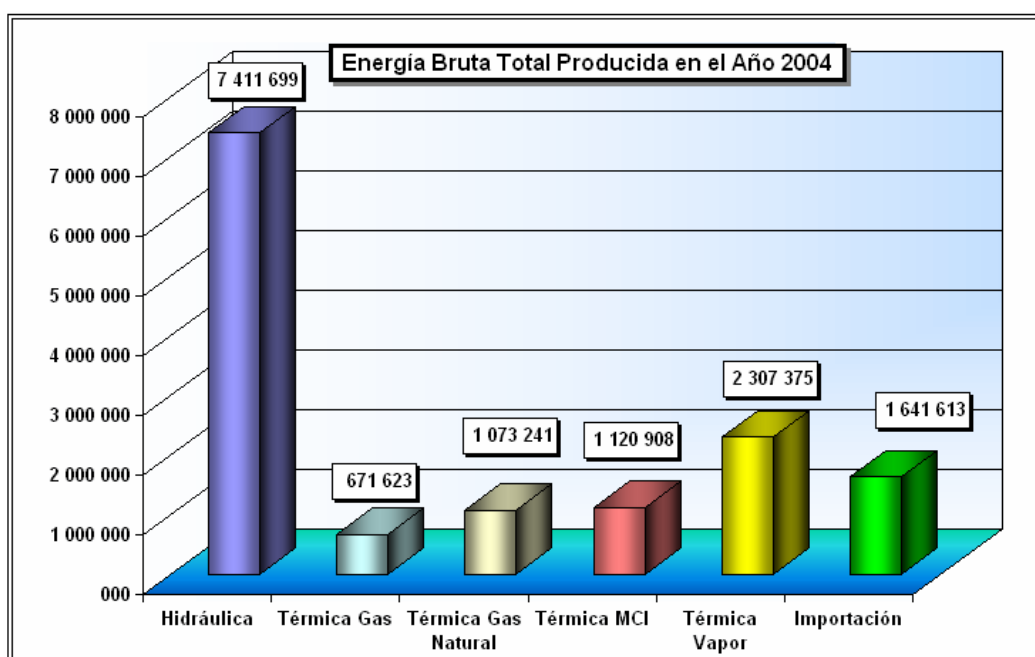
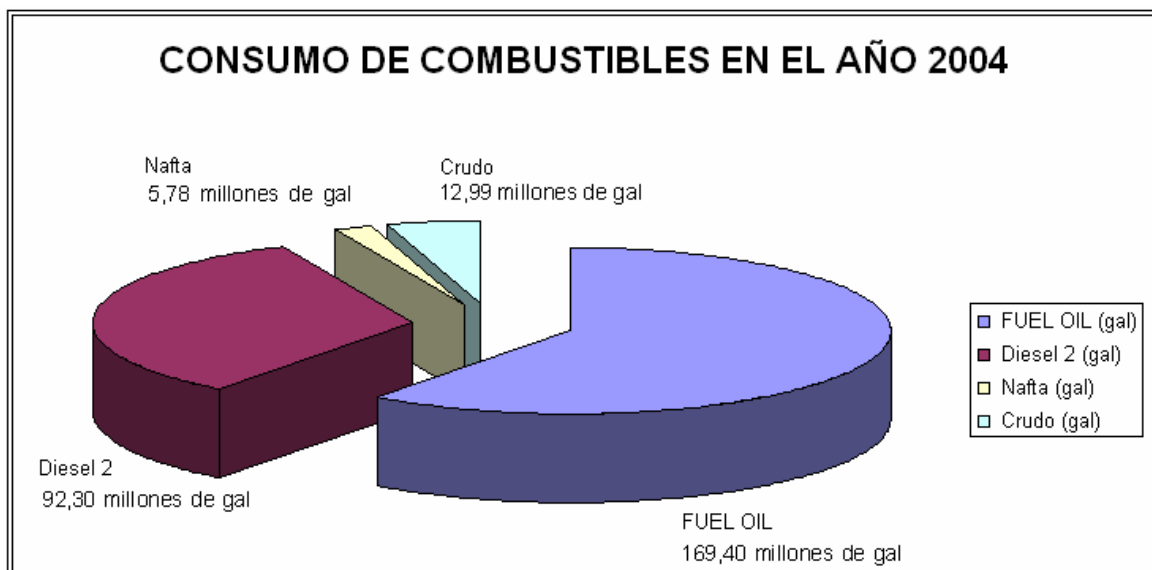


Figura 1.3

Fuente: Estadísticas 2004 CONELEC

En el año 2004, los generadores térmicos usaron combustible en las siguientes proporciones: 169,40 millones de galones de Fuel Oil; 92,30 millones de galones de Diesel; 5,78 millones de galones de Nafta; 11 322 millones de pies cúbicos de Gas Natural y 12,99 millones de galones de crudo.

**Figura 1.4**

Fuente: Estadísticas 2004 CONELEC

El 90% de la capacidad existentes en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cuatro grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1075 MW) que es la mayor de todas, seguida por Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pisayambo-Pucará (74 MW).

Las plantas hidráulicas mayores se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo. Por esta razón, los mantenimientos de las plantas térmicas, preferentemente se los programa para la estación lluviosa y los de las unidades hidráulicas para la estación seca.

La capacidad del embalse Amaluza de la central Paute (100,8 GWh), hace que sea considerada de regulación semanal. Esta limitación provoca dificultades en el abastecimiento eléctrico en época de estiaje ya que su producción se reduce notablemente. La central Agoyán prácticamente no tiene regulación y la central Pisayambo - Pucará (79,7 GWh) no tiene un embalse de importancia, dada la limitada capacidad instalada. Con la central Marcel Laniado se puede operar mejor los otros embalses, ya que afirma energía secundaria de las centrales con embalse y, por estar ubicada en el occidente del país, tiene un régimen hidrológico complementario al de las otras tres centrales principales, situadas en la vertiente oriental o amazónica.

1.2.2. CENTRALES DE GENERACION EXISTENTES

En el **Anexo 1.1** se detallan las características principales de las unidades de generación, tanto de aquellas pertenecientes a las empresas generadoras, cuanto de las que son de propiedad de las empresas distribuidoras, y de estas, se incluyen solamente las incorporadas al SNI.

En diciembre del 2004 ingresó al MEM como Autoprodutor la Central SAN CARLOS de la Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A. Ésta aporta con una potencia efectiva de 15 MW al Sistema Nacional Interconectado⁹ y consume el bagazo de la caña de azúcar, por lo que el CONELEC la ha considerado como una generación térmica de tipo no convencional.

Las centrales Autoprodutoras de LUCEGA y ECOELECTRIC, con un aporte de potencia efectiva al Sistema Nacional Interconectado de 9 MW y 5.5 MW respectivamente¹⁰; consumen el bagazo de la caña de azúcar como combustible. Estas centrales, entregan sus excedentes de producción de energía, durante el período de duración de la zafra de la caña que corresponde a los meses de julio a diciembre

1.2.3. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El proyecto de interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia con la línea de transmisión Jamondino (Pasto-Colombia) – Pomasqui (Quito-Ecuador) a 230 kV entró en operación el 1 de marzo de 2003 y, con el se dio inicio a las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) que hasta el momento han presentado resultados técnicos satisfactorios para los dos sistemas.

En cuanto a capacidad de abastecimiento se refiere, a junio 2005 se disponía de 290 MW nominales (240 MW efectivos) de importación desde Colombia, de los cuales, 250 MW nominales se tienen a través de la línea Pomasqui – Jamondino a 230 kV, y 40 MW nominales a través de la línea de interconexión a 138 kV que

⁹ Fuente: Plan de Operación del MEM Octubre 2005-Septiembre 2006, CENACE

¹⁰ Fuente: Plan de Operación del MEM Octubre 2005-Septiembre 2006, CENACE

une el sistema de la Empresa Eléctrica Regional Norte con el sistema eléctrico colombiano, que no puede operar en sincronismo.

La importación de energía desde Colombia en el año 2004, que se realizó mediante las líneas de transmisión Pasto-Pomasqui a 138 kV fue de 12 GWh, mientras que en la línea de transmisión Jamondino-Pomasqui a 230 kV Circuito 1 fue de 815 GWh y Circuito 2 de 815 GWh, que representó el 11,5 % de la generación total de energía en el Ecuador.

1.3. PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

1.3.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA¹¹

La evolución del mercado eléctrico ecuatoriano, en lo que a demanda de energía y potencia se refiere, ha mantenido una situación de crecimiento sostenido durante los cinco últimos años. Al nivel de barras de subestación de entrega los resultados porcentuales se observa en la **Figura 1.5**:

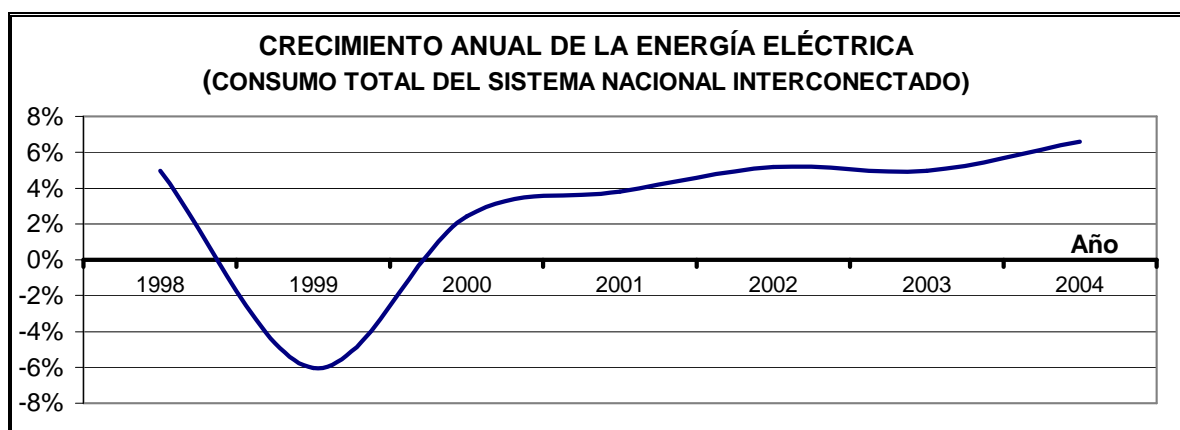


Figura 1.5 Fuente: Plan de Electrificación CONELEC

La situación económica estable del país de los últimos años, permite un mejor tratamiento metodológico de las proyecciones de la demanda eléctrica. Adicionalmente, como parte del proceso de implantación de la LRSE, siguen participando con mayor protagonismo los actores del mercado eléctrico y, para el

¹¹ PLAN DE ELECTRIFICACION DEL ECUADOR 2004-2013

caso de la metodología de proyección de la demanda, las empresas distribuidoras, las cuales por la cercanía y conocimiento del mercado correspondiente al área de su concesión, están, o deben estar, mejor preparadas para determinar la previsión de sus necesidades futuras de energía y potencia eléctricas, tanto global como espacial.

Para hacer factible la participación de las empresas en los análisis de la proyección de la demanda eléctrica, se han continuado efectuando procesos de consulta por parte del CONELEC. Como resultado de estos procesos, las distribuidoras establecen y presentan sus proyecciones de demanda por cada subestación de su sistema y el total de la empresa.

Las dificultades de carácter económico que había tenido el país entre 1998 y 2000 se reflejaron como el principal factor de incertidumbre para la proyección de la demanda, por lo que ha sido necesario un más frecuente seguimiento a la evolución del comportamiento de las variables y de los respectivos indicadores, con el fin de introducir, mediante estudios de demanda, los correspondientes ajustes a las proyecciones.

De la evolución de los indicadores macro económicos nacionales, publicados por el Banco Central del Ecuador, se advierte un crecimiento anual del PIB en los siguientes valores porcentuales¹²:

AÑO	VARIACIÓN ANUAL DEL PIB
1998	2,10%
1999	-6,30%
2000	2,80%
2001	5,10%
2002	3,40%
2003	2,70%
2004	6,60%

Tabla 1.1

¹² Fuente: Banco Central del Ecuador

Fundamentalmente por las variaciones en los niveles del precio de la electricidad, la evolución de la demanda eléctrica en el país ha tenido durante la anterior década, un comportamiento diferente al crecimiento del producto interno. Sobre todo entre 1994 y 1997, el decrecimiento de la tarifa, referida a precios en moneda constante, causó un alto crecimiento de la demanda, ocasionando una aparente distorsión en la correlación entre la evolución de la energía eléctrica con la economía del país.

Una comparación porcentual de estos crecimientos, a partir de 1990, se indica en la **Figura 1.6**:

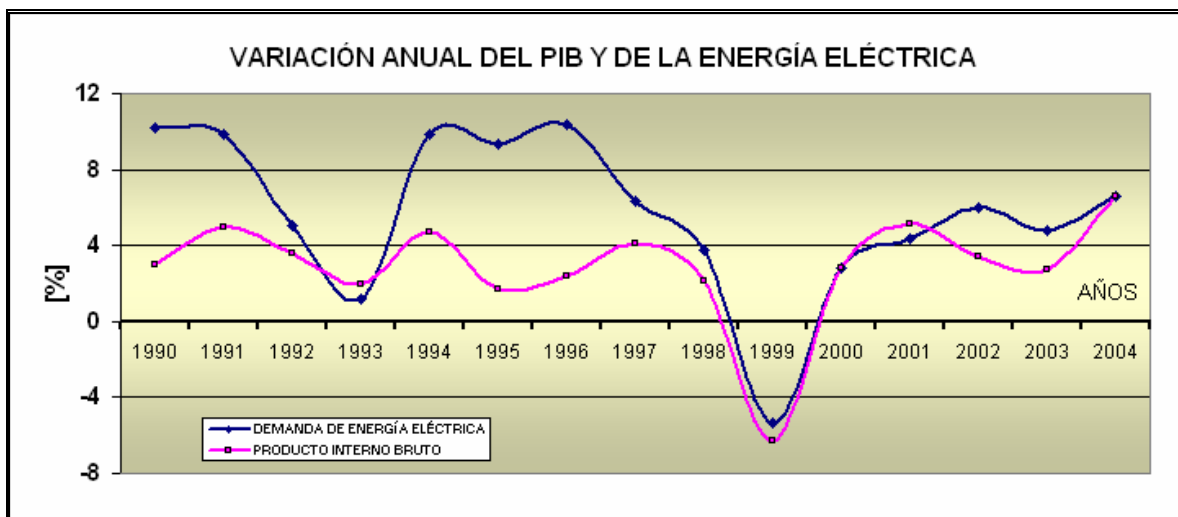


Figura 1.6 Fuente: Plan Electrificación CONELEC

Según este gráfico, si bien los crecimientos de la electricidad y de la economía han mantenido la tendencia en la mayoría de períodos anuales, los años en los cuales son sustancialmente mayores los crecimientos de energía eléctrica frente a los del PIB, corresponden a aquellos en los cuales los precios de la electricidad han sido los menores.

1.3.2. PRONOSTICO DE LA DEMANDA A NIVEL DE BORNES DE GENERACION

En cuanto a la proyección de la demanda, el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) ha efectuado un análisis tomando en cuenta el comportamiento del mercado, el mismo que consta en el Plan de Electrificación del Ecuador. Para

encontrar la demanda en bornes de generación se suma a los valores correspondientes al nivel de barra de subestación principal, los consumos propios de las plantas generadoras y las pérdidas del sistema de transmisión.

Como resultado de los análisis efectuados para el Sistema Nacional Interconectado, se muestra para tres escenarios: mayor, medio y menor; las proyecciones anuales entre el 2005 y 2019, de la demanda de energía en bornes de generación. Para la demanda máxima de potencia del SNI, en bornes de generación, se la obtiene aplicando los factores de carga anuales a la demanda de energía prevista en el período de análisis.

La **Tabla 1.2** presenta un resumen de los valores de energía y demanda máxima de potencia activa para los tres escenarios de demanda establecidos por el CONELEC. Conviene indicar que esta información se refiere al Sistema Nacional Interconectado, en el que no se incluye la información de la autoproducción y de los sistemas no incorporados.¹³

AÑO	ESCENARIO MENOR		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO MAYOR	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2005	2501	13694	2522	13847	2539	13979
2006	2600	14314	2642	14606	2685	14914
2007	2693	14929	2756	15353	2823	15813
2008	2788	15542	2874	16120	2966	16747
2009	2882	16151	2995	16901	3115	17710
2010	2976	16759	3118	17694	3268	18700
2011	3071	17372	3245	18505	3427	19725
2012	3167	17993	3375	19343	3592	20793
2013	3267	18620	3511	20202	3765	21898
2014	3368	19255	3650	21089	3944	23049
2015	3469	19906	3791	22006	4126	24249
2016	3573	20563	3936	22940	4316	25482
2017	3680	21237	4086	23907	4513	26768
2018	3790	21924	4243	24903	4721	28104
2019	3901	22623	4402	25924	4933	29482
T. Crec(%)	3.3 %	3.8 %	4.2 %	4.7 %	5.0 %	5.6 %

Tabla 1.2

¹³ Fuente: Dirección de Planificación del CONELEC

1.4. PERSPECTIVAS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En los años 1992, 1995 y 1996, el Ecuador sufrió racionamientos de energía, en los períodos de estiaje de la cuenca amazónica, donde se encuentran instaladas las centrales hidroeléctricas más importantes, sobre todo la central más grande del país: Paute (1075 MW).

El problema del sistema eléctrico del país, no es de potencia sino de energía, especialmente en los períodos de estiaje de la vertiente oriental o Amazónica (Octubre - Marzo), pues de ella depende la mayor producción hidroeléctrica.

Por esta razón, dentro del Reglamento del Mercado Mayorista, se establecen los criterios que se deben aplicar para incentivar y remunerar a los generadores que aseguren el cumplimiento de proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad.

En general la reserva técnica se define como la potencia de la unidad más grande del sistema (133 MW, de la central Trinitaria); y, la reserva de energía como 10% de la demanda mensual.

El CONELEC, en el Plan de Electrificación 2004-2013, realizó un análisis de disponibilidad de energía para los escenarios de hidrología media y seca, tomando en cuenta un crecimiento de demanda medio y las contingencias de generación más críticas.

En la **Tabla 1.3**, se presenta el análisis de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado, realizado por el CONELEC en el Plan de Electrificación 2004-2013, y se observa la falta de energía requerida para las condiciones severas de abastecimiento que soportaría el Ecuador en caso de contingencias. Además, se indica la energía y potencia adicionales que se requerirían, para cubrir el déficit del mes más crítico de cada año y mantener reservas del 10% de la demanda.

ENERGÍA Y POTENCIA ADICIONAL NECESARIA PARA TENER 10% DE RESERVA TÉCNICA						
Hidrología	Crecimiento Demanda	Disponibilidad Generación	2005 GWh/mes	2005 MW	2006 GWh/mes	2006 MW
MEDIA	MEDIA	NORMAL	0	0	0	0
SECA	MEDIA	NORMAL	2	5	50	100
SECA	MEDIA	Sin Trinitaria	98	195	146	290
SECA	MEDIA	Sin Colombia 230 kV	151	299	199	394
MEDIA	MEDIA	Sin Trinitaria, sin Colombia 230 kV	17	35	69	138
SECA	MEDIA	Sin Trinitaria, sin Colombia 230 kV	247	489	294	584

Tabla 1.3 Fuente: Plan Electrificación CONELEC

En la **Figura 1.9**, se presenta las estimaciones de reserva de energía mensual, presentadas por el CONELEC en el Plan de Electrificación 2004-2013, correspondientes a un escenario de: hidrología seca, demanda media y disponibilidad normal de unidades, esto es, aquellas que permanecen usualmente operables.

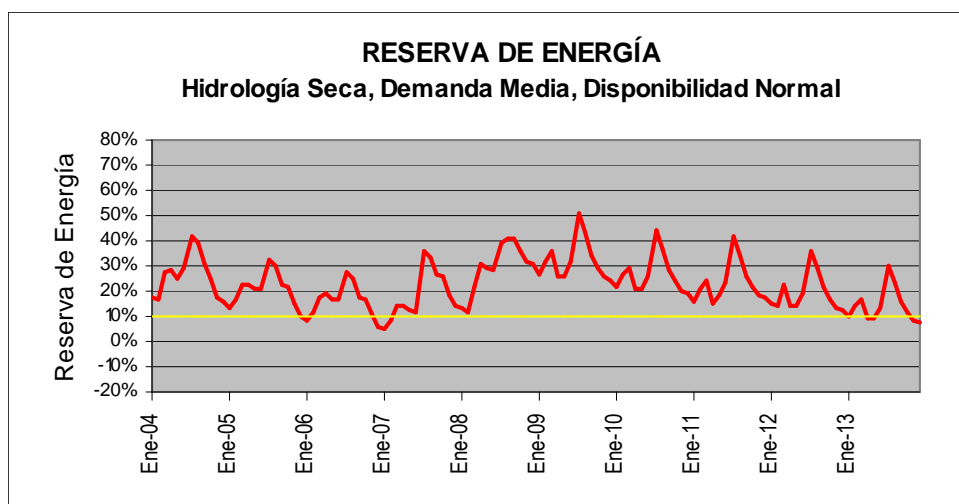


Figura 1.7 Fuente: Plan Electrificación CONELEC

La **Figura 1.8**, tiene datos similares al caso anterior, para hidrología seca y demanda media, pero sin la unidad térmica mayor (Trinitaria 133 MW).

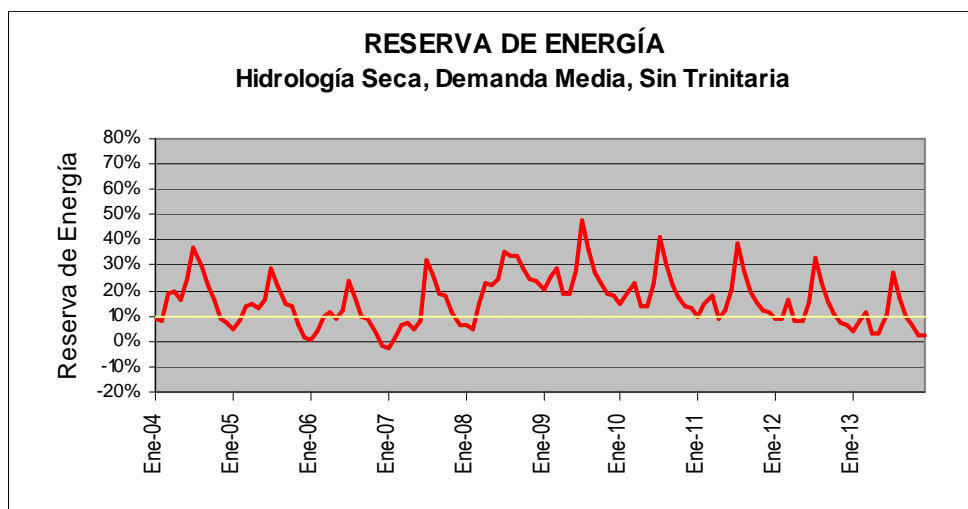


Figura 1.8 Fuente: Plan Electrificación CONELEC

La **Figura 1.9**, muestra el balance para escenario de hidrología media y demanda media; pero, para una disponibilidad de generación crítica por salida de servicio de la central Trinitaria (133 MW) y la interconexión con Colombia (250 MW). En este caso, se tendrían reservas muy bajas en los próximos años.

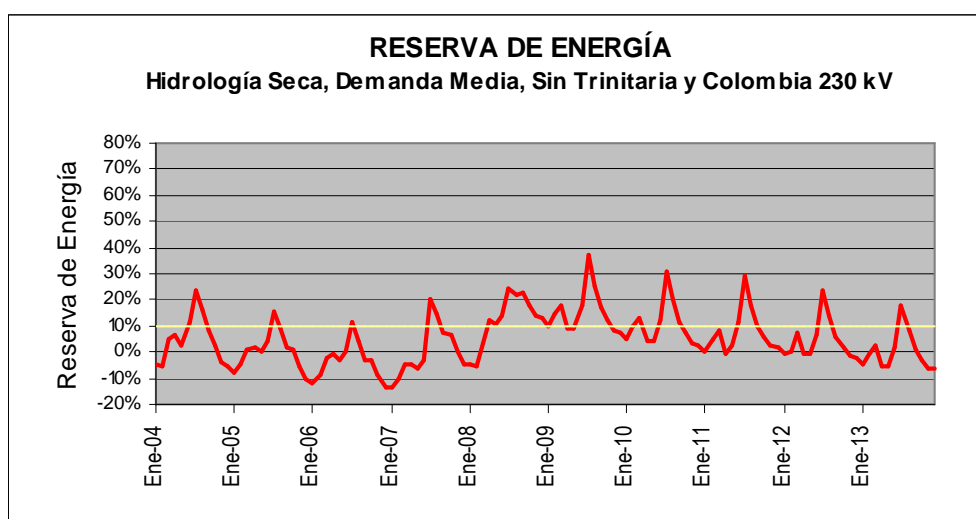


Figura 1.9 Fuente: Plan Electrificación CONELEC

Como se observa, varios escenarios serían muy críticos, sobre todo en períodos secos, pero confirman la gran oportunidad que tienen los inversionistas para desarrollar nuevas centrales generadoras, que cubran los requerimientos de los períodos en los cuales la oferta es menor que la demanda más la reserva recomendable.

Sobre la base del modelo de mercado que rige a partir de la publicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se esperaba que la expansión de la generación se desarrolle por parte de la iniciativa del capital privado, en base a los incentivos que ofrece el esquema de fijación de precios basado en costos marginales de corto plazo. Sin embargo, el mercado no ha funcionado como se esperaba, debido a razones de diversa índole que no son objeto de análisis en el presente trabajo, pero si se puede mencionar que en general no se han dado las condiciones de entorno propicias para que la inversión privada fluya.

Esta situación no es exclusiva de nuestro país, y se está presentando en algunos países en el ámbito latinoamericano. Por tal razón, existe una tendencia que está tomando cuerpo a nivel internacional, que ubica la iniciativa en la planificación de la expansión de la generación eléctrica, nuevamente en manos del Estado, a través de estudios y análisis especializados que determinan el camino a seguir para la satisfacción de la demanda, la minimización de los riesgos de restricciones en el suministro, y la optimización en el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles

CAPITULO 2

DESCRIPCION GENERAL DEL MODELO SUPER-OLADE

2.1. INTRODUCCION

La Organización Latino Americana de Energía (OLADE), con la colaboración financiera del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), desarrolló un sistema computacional, orientado a la priorización, dimensionamiento y selección de proyectos eléctricos para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de incertidumbre, llamado SUPER (Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional). El sistema determina en cada etapa, metas de generación para cada central del sistema, y minimiza el valor esperado del costo de operación a lo largo del período de estudio.

El modelo SUPER ha sido utilizado por casi todos los países miembros de OLADE; su experiencia se circunscribe a la obtención de planes de expansión de la generación, determinación de costos marginales, estudios de factibilidad de proyectos, despachos de mínimo costo; así como estudios financieros y ambientales. En la ejecución de estos trabajos OLADE ha apoyado a los países de acuerdo a las necesidades particulares de cada uno, bien sea con cursos intensivos en el uso de la herramienta o asesorías puntuales.

El modelo SUPER-OLADE se compone de seis módulos, pero para propósitos y alcance de este trabajo, se utilizarán cuatro de ellos, que se muestran a continuación:

- a. Módulo de Demanda MODDEM
- b. Módulo Hidrológico MODHID
- c. Módulo de Planificación Bajo Incertidumbre MODPIN
- d. Módulo de Despacho Hidrotérmico MODDHT

2.2. INTERFAZ DEL MODULO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN CON OTROS MODULOS

El módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN interactúa con otros módulos del SUPER, ya sea para recibir o para proporcionar información.

La **Figura 2.1** muestra como interactúan los módulos.

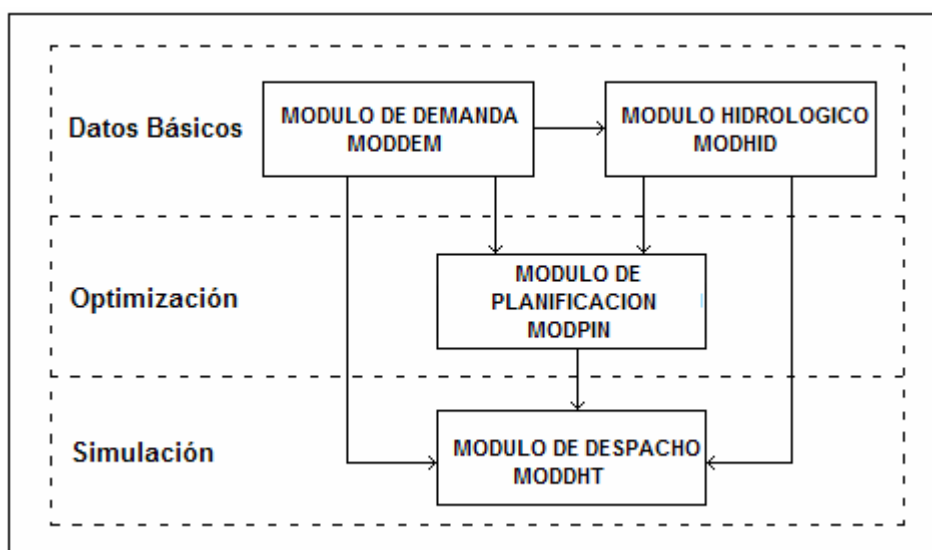


Figura 2.1

2.2.1. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL MODULO DE DEMANDA MODDEM

El objetivo principal del módulo de demanda es elaborar modelos de curva de carga a partir de información histórica; y, con base en proyecciones de demanda anual externas al modelo, preparar la información de entrada para los otros módulos del SUPER. Adicionalmente, efectúa predespachos de potencia y energía de los casos cuya representación no es manejada por los otros módulos del SUPER, lo que permite representar el despacho de plantas no convencionales (pequeñas centrales hidráulicas menores a 10 MW, solares, eólicas, etc.) e intercambios acordados con anterioridad con empresas generadoras y consumidores de regímenes especiales.

La modelación de las curvas de demanda se efectúa con base en los registros históricos horarios para representar:

- Curvas de carga horaria por días típicos semanales.
- Curvas de duración de carga continuas, por períodos semanales o mensuales;
- Curvas de duración de carga por escalones.

La información histórica de hasta 5 años a nivel de cargas horarias, puede estar subdividida por regiones y tipos de consumo. El módulo MODDEM efectúa el agregado de las cargas agrupándolas por regiones, por subsistema y total general, según sea requerido por los otros módulos. El usuario tiene la opción de ingresar información ya elaborada en cualquiera de las etapas del módulo.

Las simulaciones de los predespachos de plantas no convencionales se efectúan sobre los modelos de cargas diarias.

2.2.1.1. Datos de entrada del modulo de demanda MODDEM

En el submódulo de Modelos de Demanda DEMMOD, se requieren los siguientes datos generales y opciones:

- Número de puntos para definir la curva de duración de carga.
- Número de períodos anuales.
- Calendario de días feriados.
- Año inicial y año final de información del archivo histórico de demanda.
- Archivos de registros históricos. Hasta 5 años de información:

Cada archivo debe contener la información organizada por años, cada registro contendrá:

- Día/mes/año
- 24 valores de potencias horarias.

En el submódulo de Generación de Curvas de Duración de Carga DEMGEN, se requieren los siguientes datos generales:

- Datos de demandas proyectadas.

Demandas de potencia máxima y energía anual proyectadas para el horizonte de planificación, para cada escenario: alto, medio, bajo.

- Datos de predespacho: Para cada caso de predespacho se deben especificar los años de inicio y finalización, los valores de energía o potencia máxima anual a ser predespachados y la tasa de crecimiento.

Los casos de predespacho se orientan a simular, el efecto de la generación de fuentes alternativas, en particular de tipo no convencional, o la atención de cargas y transferencias entre empresas.

2.2.2. DESCRIPCION BASICA DEL MODULO HIDROLOGICO MODHID

El módulo hidrológico es una representación matemática de las series de tiempo de caudales en diferentes sitios, la cual preserva los más importantes parámetros temporales y espaciales estimados a partir de los registros históricos. Su objetivo es suministrar la información hidrológica para los módulos de optimización (MODPIN) y simulación (MODDHT). El MODHID produce los siguientes resultados:

- Caudales naturales en cada sitio de los proyectos para un período determinado, descontando el efecto de la operación del sistema, la evaporación y otros usos del agua. Para ello, el módulo permite completar información faltante en los registros históricos.
- Secuencias hidrológicas para la simulación del despacho en el módulo de planificación bajo incertidumbre (MODPIN).

Entregará información para los otros módulos del SUPER a nivel de desagregación por ellos requeridos:

- Al módulo de despacho hidrotérmico (MODDHT), le proporciona el histórico de caudales naturales en los sitios de los diferentes proyectos existentes y candidatos a la expansión; y la información necesaria para el cálculo de evaporación en los embalses.
- Al módulo MODPIN, le proporciona las secuencias hidrológicas y series sintéticas requeridas para el cálculo de los costos de operación del sistema y de los *cortes de Benders*¹⁴.

Una representación adecuada de los caudales y sus dependencias temporales y espaciales puede hacerse por medio de los siguientes parámetros:

- Medias mensuales de los caudales en los sitios de los diferentes proyectos.
- Desviaciones típicas mensuales de los caudales.
- Correlación entre estaciones en el mismo mes.
- Correlación serial de los datos de una misma estación.
- Correlación entre meses consecutivos de diferentes estaciones.

Estos parámetros representan adecuadamente las series hidrológicas para el propósito de relleno de información faltante, con el objeto de crear una base de información para un período común.

La consideración de un número grande de estaciones puede dar origen a códigos ejecutables de gran tamaño y tiempos de computación excesivos. En consecuencia se ha previsto la posibilidad de formar grupos de estaciones con característica hidrológicas similares. Para cada uno de los grupos seleccionados se realizará el relleno de datos y la generación sintética de caudales en forma independiente de los otros grupos. El supuesto de independencia es razonable

¹⁴ URRUTIA, J.P. (1995) "Planificación de la Expansión de Sistemas Eléctricos Vía Descomposición de Benders", Memoria de Título, Ingeniería Civil Industrial con Mención en Electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.

cuando los grupos de estaciones se encuentran suficientemente alejados y por lo tanto, la correlación espacial es muy débil.

2.2.2.1. Datos de entrada del módulo hidrológico MODHID

En el modulo hidrológico MODHID, se requieren los siguientes datos y opciones generales:

- La información sobre caudales. (nota: todos los datos de caudales deberán ser suplidos a nivel mensual, en m³/segundo)
- Información sobre evaporación, para los proyectos con embalse.
- Información sobre las centrales y proyectos hidroeléctricos.

Para cada central y proyecto hidroeléctrico se requiere:

- Número de unidades generadoras del proyecto.
- Eficiencia del conjunto turbina y generador (%).
- Cabeza de diseño (m). La cabeza de diseño es la caída en metros que actúa sobre las turbinas, se utiliza el valor nominal de operación de las turbinas.
- Potencia nominal por unidad generadora (MW).
- Tasa de salida forzada de las unidades (%)
- Número de días al año para el mantenimiento programado de cada unidad.
- Indicar si el proyecto es de filo de agua o con embalse
- En caso de centrales o proyectos con embalse, se requiere:
 - Cota normal de operación (msnm)
 - Cota de la descarga (msnm)
 - Cota máxima de operación del embalse (msnm)
 - Cota mínima de operación del embalse (msnm)
 - Pérdida media en las conducciones (m).
 - Caudal mínimo descargado (m³/segundo).

2.2.3. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL MÓDULO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO MODDHT

El módulo de despacho hidrotérmico MODDHT es un módulo de simulación, es decir, con los resultados obtenidos del Módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN, tiene como objetivo determinar en cada etapa de análisis, metas de generación para cada central del sistema, que satisfagan la demanda y minimicen el valor esperado del costo de operación a lo largo del período de estudio. Este costo estará formado principalmente por el costo variable de producción del combustible de las centrales térmicas.

Con la simulación de la operación del sistema, se puede obtener una gran cantidad de información que le permite al usuario tomar decisiones relacionadas con:

- Determinación de los costos marginales del sistema, para cada etapa del período de estudio período y cada bloque horario.
- Realimentación al plan de expansión determinado por el módulo de planificación.

2.2.3.1. Datos de entrada del módulo de despacho hidrotérmico MODDHT

Para el Módulo de Despacho Hidrotérmico, la mayoría de datos de la configuración del sistema a estudiar, ya vienen definidos por los otros módulos del SUPER-OLADE, por tal razón se mencionara únicamente los datos faltantes para la ejecución del módulo.

En el MODDHT se puede realizar la simulación del sistema tomando como horizonte de estudio todo el período de planificación o una fracción del mismo, por lo cual se definen una fecha inicial y una fecha final (mes y año) para la simulación que, por supuesto, deben estar dentro del rango del período general del estudio.

En el modulo de despacho hidrotérmico MODDHT, se requieren los siguientes datos y opciones generales:

- Si es una planta hidroeléctrica o termoeléctrica en construcción o candidata a la expansión, también se requiere: Cronograma de instalación o retiro: Para cada una de las plantas candidatas o en construcción, se debe indicar las fechas (mes y año) en que la planta entra o es retirada de operación. Para el caso de plantas hidroeléctricas se debe indicar también las fechas de instalación o retiro de cada una de sus unidades generadoras.

2.3. DESCRIPCION DEL MODULO DE PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN

La metodología del Módulo de Planificación Bajo Incertidumbre MODPIN se basa en conceptos de programación estocástica y análisis de decisión, los cuales permiten representar de manera explícita las incertidumbres de los distintos factores que afectan el plan de expansión de generación, tales como: demanda, costo de combustible, atraso de obras, etc.

El modelo tiene las siguientes características principales:

- La incertidumbre en la demanda se representa de manera explícita a través de escenarios. También se representa explícitamente las incertidumbres en los costos de inversión, los costos de combustible y en el plazo de construcción.
- El modelo produce estrategias de expansión, que toman en cuenta la adaptación de las decisiones de inversión en la medida que se definen las incertidumbres.
- Además de la minimización del promedio de los costos de inversión y operación, se representa como objetivo la minimización del máximo arrepentimiento y los costos marginales de largo plazo. Esto permite producir estrategias menos vulnerables con respecto a los escenarios de demanda.

- En el cálculo de los costos operativos se representa la operación cronológica de los embalses.

El problema de planificación de expansión puede dividirse en dos subproblemas: inversión y operación; y puede entenderse como un proceso de decisión en dos etapas: en la primera, se toman decisiones de expansión, estas decisiones son analizadas en una segunda etapa (donde la operación del sistema se simula, incluida la decisión de expansión) para retroalimentar la primera etapa. Con base en los costos de operación se reformula la estrategia de expansión, la cual es analizada de nuevo en una segunda etapa y así sucesivamente.

De acuerdo con este proceso, en el MODPIN el problema de expansión óptima con factores de incertidumbre se descompone en dos subproblemas (inversión y operación) y se resuelve utilizando el algoritmo conocido como "*Descomposición de Benders*". El proceso de descomposición para un problema con 2 períodos y 2 escenarios se muestra en la **Figura 2.2**

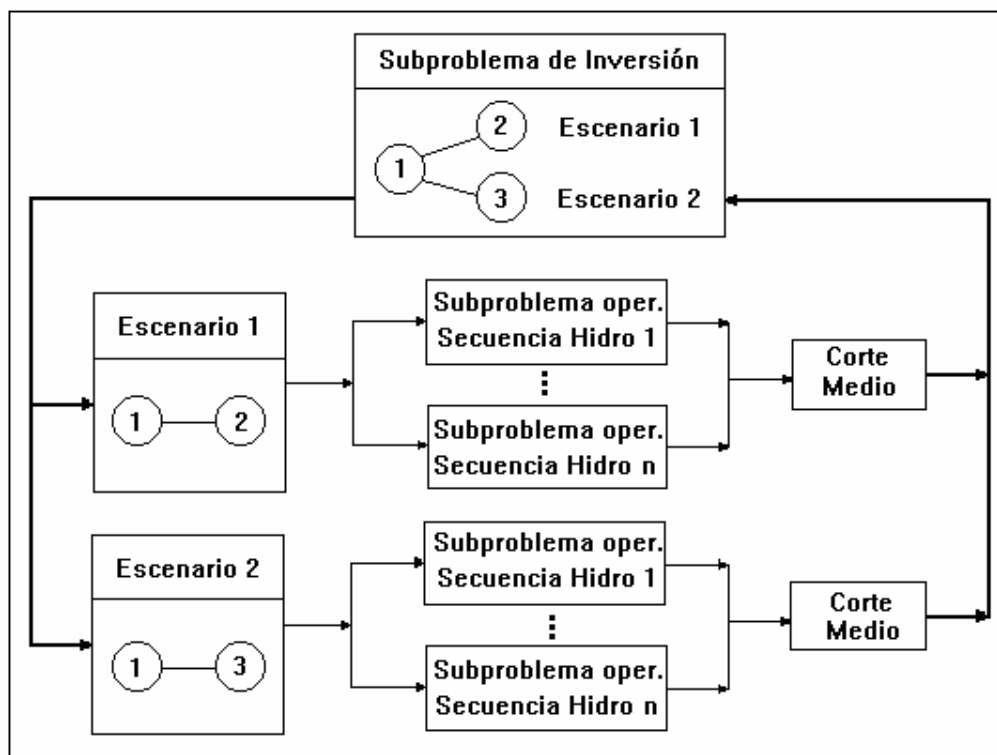


Figura 2.2

El subproblema de inversión es un problema multiperíodo de programación mixta (lineal entera), el cual produce estrategias tentativas de inversión para todo el período de planificación en cada iteración. Este problema se resuelve usando el algoritmo de "*Branch and Bound*"¹⁵. La función objetivo es minimizar el máximo arrepentimiento, en donde el arrepentimiento para una decisión en un escenario dado es la diferencia entre el costo real y el costo calculado cuando los valores de las variables de incertidumbre son conocidos por anticipado.

La estrategia propuesta para cada uno de los dos escenarios considerados en el problema con 2 períodos y 2 escenarios es evaluada por el subproblema de operación. Este es un problema de decisión estocástica, multiperíodo, multiembalse, que consiste en encontrar la operación óptima de un sistema hidrotérmico y el cual se resuelve utilizando un algoritmo de flujo de mínimo costo en redes con ganancia. La aleatoriedad de los aportes se modela mediante el uso de un conjunto n de secuencias hidrológicas, cada una con una probabilidad dada de ocurrencia. El costo esperado de operación se obtiene multiplicando el costo correspondiente a cada secuencia por su probabilidad de ocurrencia.

Los dos subproblemas se integran por medio de la técnica de descomposición generalizada de Benders. Este es un proceso iterativo que, para cada plan de inversiones, da información de las consecuencias de las decisiones sobre los costos de operación. Esta información (corte de Benders), obtenida por la solución del subproblema de operación, es suministrada con base en vectores de sensibilidad que dan la variación en los costos de operación ante un cambio incremental en el plan de inversiones.

En cada iteración entre los subproblemas de inversión y operación, la función que relaciona el valor esperado de los costos de operación y los costos del plan de inversiones es actualizada, hasta lograr una solución óptima.

¹⁵ COHEN, A., (1983), "A Branch and Bound Algorithm for Unit Commitment", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, No 2, pp. 444-451.

2.4. METODOLOGÍAS DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRES¹⁶

2.4.1. MODELO DE PLANIFICACIÓN DETERMINÍSTICO

El objetivo tradicional de la planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica es la determinación de un cronograma de expansión que satisfaga la demanda pronosticada y minimice los costos actualizados de construcción y operación. La determinación del plan óptimo de expansión puede ser planteada como el siguiente problema de optimización:

Problema 2.1

$$z = \min \sum_{t=1}^T \beta_t [cx_t + dy_t] \quad (2.1.a)$$

Sujeto a:

$$A_t x_t \geq b_t \quad (2.1.b)$$

$$\sum_{\sigma=1}^t E_{\sigma} x_{\sigma} + F_t y_t \geq h_t \quad (2.1.c)$$

Para $t = 1, \dots, T$

Donde:

x_t : Vector que contiene las opciones de expansión en la etapa t

c : Vector de costos de construcción

y_t : Variables de operación en la etapa t (generación en cada planta, almacenamiento de los reservorios, etc.)

d : Vector de costos de operación

β_t : Factor de actualización para la etapa t

b_t, h_t : Vectores de recursos

A_t, E_{σ}, F_t : Matrices de transformación

¹⁶ OLADE, "Manual de Referencia del Modelo SUPER-OLADE", 1998

La ecuación (2.1.b) representa las restricciones en las decisiones de construcción (restricciones financieras, fechas mínima y máxima de instalación de equipos etc.). El conjunto de restricciones (2.1.c) representa límites operativos (límites de generación, límites de almacenamiento, suministro de la demanda etc.). Se observa que las restricciones de operación dependen de las decisiones de inversión x_t hasta la etapa t .

2.4.2. TÉCNICAS DE SOLUCIÓN EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRES

En el planteamiento del problema de expansión (2.1), se utiliza la hipótesis de que los parámetros básicos, representados por los vectores de costos c y d ; de las matrices de transformación A_t , E_σ y F_t ; y de los vectores de recursos b_t y h_t , son conocidos con exactitud. En este caso, la solución $\{x_t^*, t=1, \dots, T\}$ que minimiza los costos de inversión y operación del problema (2.1) es de hecho el plan de expansión más adecuado. Sin embargo, existe una gran incertidumbre con respecto al valor de la mayor parte de estos parámetros. Esta incertidumbre nos hace cuestionar el plan de expansión obtenido $\{x_t^*\}$. ¿Una vez que la realidad futura sea diferente de lo pronosticado en (2.1), cómo se puede afirmar que $\{x_t^*\}$ es lo más adecuado?

Los enfoques de solución para el problema de planificación bajo incertidumbres pueden ser clasificados en cuatro grandes grupos:

- a) Equivalente determinístico
- b) Análisis de sensibilidad
- c) Escenarios
- d) Optimización estocástica

2.4.2.1. Equivalente Determinístico

De acuerdo con este enfoque se debe resolver (2.1) para los valores pronosticados de los parámetros, e implementar la decisión óptima de construcción asociada a la primera etapa de este plan (por ejemplo, el año corriente):

Problema 2.2

$$z = \min \sum_{t=1}^T \beta_t [\bar{c}x_t + \bar{d}y_t] \quad (2.2.a)$$

Sujeto a:

$$\bar{A}_t x_t \geq \bar{b}_t \quad (2.2.b)$$

$$\sum_{\sigma=1}^t \bar{E}_\sigma x_\sigma + \bar{F}_t y_t \geq \bar{h}_t \quad (2.2.c)$$

Para $t = 1, \dots, T$

Donde la barra indica el valor previsto.

En la etapa siguiente (por ejemplo, el próximo año), se actualizan los pronósticos y se calcula un nuevo plan optimizado de expansión para el período de planificación $t = 2, \dots, T$. Una vez más, se implementan las decisiones asociadas a la etapa y se repite el proceso. Este enfoque es interesante, dado que ajusta el plan cuando nuevas informaciones están disponibles e incorpora la incertidumbre a través de la actualización constante de los pronósticos.

El enfoque del equivalente determinístico en general no produce el plan más adecuado. El motivo básico es que una decisión de construcción para la etapa actual solamente es óptima si ocurren en el futuro exactamente los valores pronosticados. En el caso contrario, la decisión puede ser inadecuada o, en algunos casos, inclusive "pésima".

2.4.2.2. Análisis de Sensibilidad

Este enfoque parte del mismo plan de expansión obtenido en la solución del problema (2.2) para los valores pronosticados. Se hace entonces un análisis de sensibilidad del costo de operación con respecto a un rango de variación de los parámetros. Por ejemplo, se calcula el plan de expansión óptimo para una determinada demanda prevista y, en seguida, se calcula el costo de operación para otras dos hipótesis de demanda, tales como "alta" y "baja". El objetivo es verificar si el plan es "robusto", esto es, si los resultados finales son sensibles a la variación de los parámetros.

Este enfoque también intenta representar el hecho de que el plan va a ser ejecutado bajo condiciones distintas de las pronosticadas. Sin embargo, existen limitaciones tanto teóricas como prácticas que afectan los resultados óptimos de este procedimiento:

- En el caso en que el costo de operación no sea sensible a la variación de los parámetros, se puede afirmar que el plan es adecuado; sin embargo, en caso que el costo de operación sea sensible a la variación de los parámetros, no se puede afirmar nada. Además, es difícil examinar el efecto conjunto de más de una fuente de incertidumbre
- El análisis de sensibilidad solamente mide el efecto de las incertidumbres en términos de los costos de operación, y no considera el hecho de que el plan de expansión será ajustado en la medida que aparecen nuevas informaciones; por ejemplo, si se observa que la demanda es superior a lo pronosticado, hará probablemente una anticipación de la construcción de plantas; si la demanda es inferior a lo pronosticado, hará una postergación.

2.4.2.3. Escenarios

En este enfoque, se establecen n escenarios $\{c_i, d_i, A_i, E_i, F_i, b_i, h_i\}$, para $i = 1, \dots, n$. A continuación, se calcula el plan óptimo (2.1) para cada escenario, y se obtiene un conjunto de soluciones $\{x_i^*\}$, para $i = 1, \dots, n$. Con base en este conjunto de

soluciones, se realizan distintos tipos de análisis. Por ejemplo, si una planta es parte de la solución óptima en todos los escenarios, se concluye que esta planta es "robusta" y que deberá hacer parte del plan de expansión.

La limitación básica del enfoque de escenarios es la dificultad de construir un plan de expansión único que sea óptimo "en promedio" para todos los escenarios a partir de planes óptimos calculados para cada escenario. La única excepción son las plantas "robustas" previamente mencionadas anteriormente; ya que ellas hacen parte de la solución óptima de cada escenario aislado, entonces hacen parte también del óptimo global.

2.4.2.4. Optimización Estocástica

El problema de planificación de la expansión bajo incertidumbres puede ser representado como un problema de optimización estocástica. Suponga, por ejemplo, que existen dos escenarios, esto es, dos conjuntos de parámetros $\{c, d, A, E, F, b, h\}$, con probabilidades p_1 y p_2 . Por facilidad de notación, se imagina que el problema (2.1) posee solamente dos etapas, que la tasa de actualización β es igual a 1 y que los costos de construcción c y de operación d son los mismos en todas las etapas y escenarios.

La **Figura 2.3** ilustra el ejemplo:

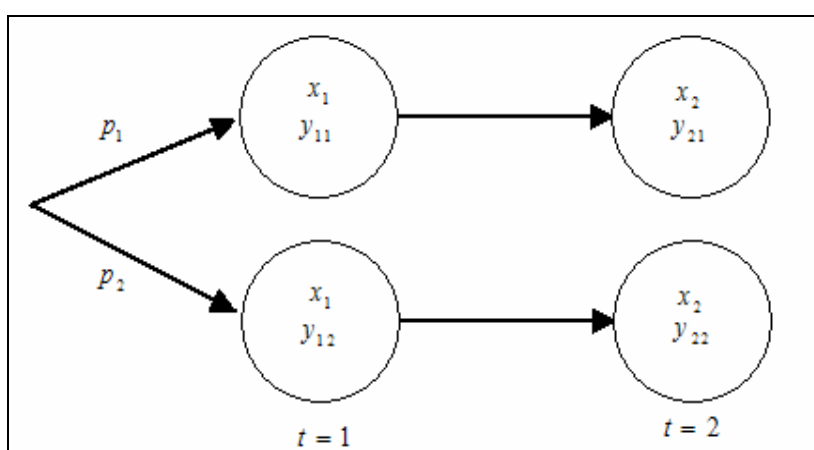


Figura 2.3

Cronogramas de expansión para un problema estocástico con 2 etapas y 2 escenarios,

con probabilidades p_1 y p_2 , donde: $p_1 + p_2 = 1$

El problema estocástico se plantea como:

$$z = \min cx_1 + cx_2 + p_1(dy_{11} + dy_{21}) + p_2(dy_{12} + dy_{22}) \quad (2.3)$$

Sujeto a:

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_2x_2 \geq b_2$$

$$E_{11}x_1 + F_{11}y_{11} \geq h_{11}$$

$$E_{12}x_1 + F_{12}y_{12} \geq h_{12}$$

$$E_{11}x_1 + E_{21}x_2 + F_{21}y_{21} \geq h_{21}$$

$$E_{12}x_1 + E_{22}x_2 + F_{22}y_{22} \geq h_{22}$$

Donde los índices tj se refieren a la etapa t del escenario j .

El modelo (2.3) representa explícitamente la incertidumbre de los parámetros de planificación, y procura determinar un plan de expansión que sea óptimo "en promedio" para todos los escenarios. Se observa que existe solamente un vector de decisiones de construcción $[x_1, x_2]$, válido para todos los escenarios, y dos vectores de decisiones de operación $[y_{11}, y_{21}]$ y $[y_{12}, y_{22}]$, específicos para cada escenario. Esto significa que las decisiones de construcción son hechas antes de conocer los valores de los parámetros (por ejemplo, caudales y demandas futuras), mientras que las decisiones operativas son hechas después de conocer estos valores. Los primeros tipos de decisión son conocidos como "aquí y ahora" (here-and-now) y los otros, como "aguarde para ver" (wait-and-see). La función objetivo es minimizar el costo de construcción más el valor esperado de los costos de operación (suma de los costos para cada escenario, ponderados por las respectivas probabilidades).

El modelo (2.3) representa las características básicas de la planificación probabilística: para cada cronograma tentativo de expansión x , se simula la operación del sistema y se calcula el costo de operación dy asociado a los distintos escenarios; entonces, se determina el cronograma de menor costo actualizado de construcción más operación.

2.4.3. EXTENSIONES DE LA FORMULACIÓN ESTOCÁSTICA

2.4.3.1. Estrategia de expansión – Minimización del Valor Esperado

Si bien es cierto que la formulación estocástica (2.3) representa un progreso substancial con respecto a la formulación determinística (2.1), la misma no considera algunos aspectos importantes del problema. El principal aspecto es que las decisiones de construcción en cada etapa dependen de los valores de demanda, costos, etc. ocurridos en las etapas anteriores. En otras palabras, no existe un cronograma de expansión único, que puede ser determinado a priori para todas las etapas, sino más bien una estrategia de expansión que depende a cada etapa de los valores ocurridos en las etapas anteriores.

Se puede hacer una analogía entre esta situación y el cálculo de la política óptima de operación de un sistema hidrotérmico. A cada etapa, la decisión operativa (proporción óptima de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en el sistema) depende del nivel de almacenamiento de los embalses y de los caudales afluentes a los embalses en la etapa anterior. En otras palabras, las decisiones operativas a cada etapa dependen de valores ocurridos en el pasado. En el problema de planificación, una decisión de inversión hoy dependerá de valores ocurridos con anterioridad, como por ejemplo la demanda.

La formulación del problema de expansión estocástico con actualización de las decisiones de inversión será ilustrada para un problema de dos etapas, donde existe un escenario para la primera etapa y dos escenarios para la segunda etapa. Así como en el caso anterior, se consideran tasas de actualización β iguales a 1, y valores únicos para c y d . El problema de expansión estocástico se representa como:

$$z = \min cx_1 + dy_1 + p_{21}cx_{21} + p_{22}cx_{22} + p_{21}dy_{21} + p_{22}dy_{22} \quad (2.4)$$

Sujeto a:

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_2x_{21} \geq b_{21}$$

$$A_2x_{22} \geq b_{22}$$

$$E_1 x_1 + F_1 y_1 \geq h_1$$

$$E_1 x_1 + E_{21} x_{21} + F_{21} y_{21} \geq h_{21}$$

$$E_1 x_1 + E_{22} x_{22} + F_{22} y_{22} \geq h_{22}$$

La formulación (2.4) representa el procedimiento de actualización de las decisiones a cada etapa; así como en el modelo (2.3), la decisión x_i se toma sin conocer el escenario que va ocurrir en la segunda etapa (here-and-now); sin embargo, esta decisión ahora tiene en cuenta que esta información estará disponible en la segunda etapa, y que las decisiones de construcción en esta segunda etapa van a ser específicas para cada escenario (wait-and-see).

La **Figura 2.4** ilustra el ejemplo:

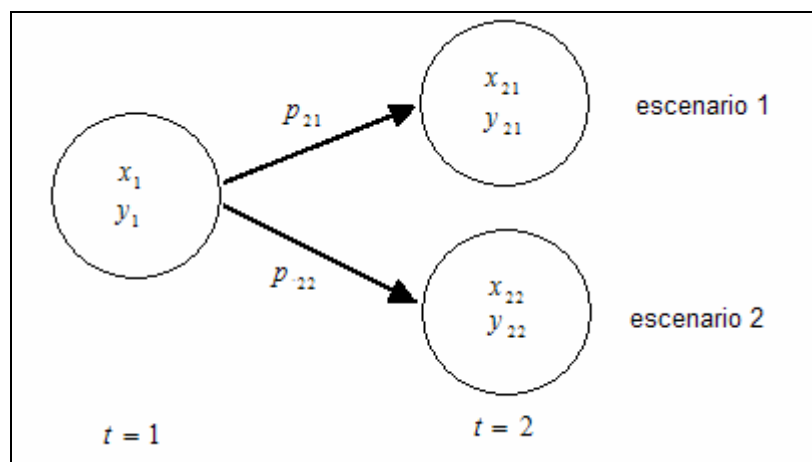


Figura 2.4

Estrategia de expansión del problema (2.4) (2 etapas con 1 escenario en la primera y 2 escenarios en la segunda, con probabilidades p_{12} y p_{22} respectivamente, donde: $p_{21} + p_{22} = 1$)

Esta formulación permite representar diversos aspectos importantes para la planificación. Por ejemplo, se puede utilizar simultáneamente diversos escenarios de pronóstico de demanda, lo que permite representar el beneficio de la flexibilidad (por ejemplo, plantas con plazos de construcción menor, que pueden adaptarse a diversos escenarios).

2.4.3.2. Estrategia de expansión – Criterio Minimax

La utilización del valor esperado de los costos como criterio de decisión en problemas estocásticos es adecuada cuando los fenómenos representados son de "alta frecuencia", es decir, cuando una muestra representativa de todos los escenarios ocurre a lo largo del período de planificación. Un ejemplo de este tipo de fenómeno es el costo de operación de un sistema termoeléctrico con un gran número de unidades generadoras; a lo largo de diez años de operación, es probable que ocurran casi todas las combinaciones posibles de falla de los equipos. De manera más precisa, el uso del valor esperado es adecuado cuando la varianza de los costos totales a lo largo del período de planificación es relativamente pequeña.

Debido a la gran incertidumbre en las tasas de crecimiento de la demanda, se espera una gran varianza de los costos de inversión y operación asociados a las estrategias de expansión para cada escenario. Como solamente uno de estos escenarios ocurrirá en realidad, se puede cuestionar el significado de decisiones de inversión que son óptimas "en promedio" para todos los escenarios.

Este problema puede ser comparado a la decisión de contratar un seguro para un coche. En la opción de no contratar el seguro, el propietario se responsabiliza por los costos de arreglo y reposición del coche en caso de accidente. En la opción de contratar el seguro, el propietario paga el costo de la póliza. Si utilizamos el valor esperado de los costos como criterio de decisión, la opción de no contratar el seguro es la más económica. Sin embargo, para el escenario de accidente, la decisión de contratar el seguro es mucho menos costosa. Como un accidente es un evento relativamente improbable, pero posible, el propietario del coche queda vulnerable con respecto al escenario de accidente.

Una manera de representar este aspecto es calcular el perjuicio, o arrepentimiento, asociado a cada combinación de decisión y escenario. En el caso de no contratar el seguro, el arrepentimiento es cero para el escenario sin accidente, y el costo del coche para el escenario de accidente. Para la decisión de contratar el seguro, el arrepentimiento es el costo de la póliza para el

escenario sin accidente, y cero en caso de accidente (se observa que el arrepentimiento es la diferencia entre el costo real y el costo que se tendría si se supiera con seguridad que aquel escenario fuera a ocurrir).

El criterio minimax, tiene como objetivo minimizar el máximo arrepentimiento asociado a cada escenario. Por ejemplo, la aplicación de este criterio al modelo (2.4) resulta en:

$$z = \min \gamma \quad (2.5.a)$$

Sujeto a:

$$\gamma \geq cx_1 + cx_{21} + dy_1 + dy_{21} - \xi_1 \quad (2.5.b)$$

$$\gamma \geq cx_1 + cx_{22} + dy_1 + dy_{22} - \xi_2 \quad (2.5.c)$$

$$A_1x_1 \geq b_1 \quad (2.5.d)$$

$$A_2x_{21} \geq b_{21} \quad (2.5.e)$$

$$A_2x_{22} \geq b_{22} \quad (2.5.f)$$

$$E_1x_1 + F_1y_1 \geq h_1 \quad (2.5.g)$$

$$E_1x_1 + E_{21}x_{21} + F_{21}y_{21} \geq h_{21} \quad (2.5.h)$$

$$E_1x_1 + E_{22}x_{22} + F_{22}y_{22} \geq h_{22} \quad (2.5.i)$$

Donde ξ_1 es el costo óptimo para el problema determinístico asociado al escenario 1 y ξ_2 el costo de la solución óptima determinística para escenario 2, esto es:

$$\xi_i = \min cx_1 + cx_{2i} + dy_1 + dy_{2i} \quad (2.6)$$

Sujeto a:

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_1x_{2i} \geq b_{2i}$$

$$E_1x_1 + F_1y_1 \geq h_1$$

$$E_1x_1 + E_{2i}x_{2i} + F_{2i}y_{2i} \geq h_{2i}$$

$$i = 1,2$$

Las restricciones (2.5.b) y (2.5.c) representan los arrepentimientos asociados a los escenarios 1 y 2. Como γ debe ser mayor o igual a cada arrepentimiento, es por lo tanto mayor o igual al máximo arrepentimiento. Como el objetivo es minimizar γ , entonces z será igual al mínimo de los máximos arrepentimientos.

2.5. DATOS DE ENTRADA DEL MÓDULO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN

En el modulo de planificación MODPIN, se requieren los siguientes datos y opciones generales:

Datos económicos:

- Tasa anual de descuento
- Vida útil de plantas hidráulicas
- Costos fijos de operación y mantenimiento de plantas hidráulicas.

Escenarios de mercado:

Los escenarios de mercado se definen desde el módulo de demanda MODDEM y son pasados al MODPIN a través de la interfaz del Modelo. Los escenarios pueden ser equiprobables o tener diferentes pesos o probabilidades, en este último caso se requiere información de los pesos clasificados así: poco probable, probable y muy probable.

Planes de desembolso: Esquemas típicos de desembolso para proyectos hidráulicos, térmicos o de interconexión. Para cada plan de desembolso se requiere:

- El valor en porcentaje (%) de la inversión total para cada año que dure la construcción del proyecto.
- Año relativo en que ocurre la entrada del proyecto (período de construcción).

Información de Combustibles: Para cada tipo de combustible se requiere,

- Poder calorífico (Kcal/unidad)
- Costos anuales de cada combustible durante el período de estudio

Características de plantas hidráulicas:

Además de los datos suplidos para el módulo de hidrología, se requiere:

- Indicar si la planta es existente, en construcción (dar fecha de entrada en operación) o candidato a la expansión.
- Costo fijo anual de Operación y Mantenimiento de la planta, en \$/kW.

En el caso de una planta candidata a la expansión, se requiere también:

- Costo de inversión, en millones de dólares.
- Plan de desembolso para la inversión.
- Fechas mínimas y máximas para la construcción del proyecto.

Clases térmicas: Las clases térmicas corresponden a un conjunto de plantas térmicas que utilizan el mismo tipo de combustible, tienen costos variables de operación (operación, mantenimiento y combustibles), costos fijos de operación y vida útil semejantes

Para cada una de las clases térmicas se debe definir:

- Identificación.
- Costo variable de operación y mantenimiento (\$/MWh).
- Costo fijo de operación y mantenimiento (\$/kW).
- Vida útil (años).
- Combustible primario y su rendimiento en porcentaje (%).

Plantas térmicas: Para cada planta termoeléctrica se requiere,

- Nombre de la unidad térmica.
- Clase térmica asociada.
- Potencia instalada de la unidad térmica (MW).
- Factor de capacidad máximo para producción de potencia (p.u).
- Fecha de retiro.
- Indicar si la planta es existente, en construcción (dar fecha de entrada en operación) o candidato a la expansión.

En el caso de proyectos candidatos a la expansión, se requiere también:

- Costo de inversión en millones de dólares.
- Plan de desembolso para la inversión.
- Fechas mínimas y máximas para la construcción del proyecto.

Cronograma de instalación o retiro de plantas candidatas o en construcción:

- Fecha de entrada en operación o de retiro de la planta (mes y año).

2.6. RESULTADOS DE SALIDA DEL MÓDULO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN

Los resultados principales que genera el módulo de planificación son:

Planes de expansión para cada escenario de demanda: se presenta para cada proyecto hidráulico, térmico o interconexión las fechas de entrada en operación y las fechas de la decisión.

Reserva: Porcentaje de reserva de potencia del sistema resultante en cada año para el escenario de mercado en análisis.

Costos de operación: Se reporta para el sistema, el costo de operación total y el costo de déficit para el escenario de demanda correspondiente. También se presentan los déficits promedio anuales.

Costo de inversión: Costo total de inversión en millones de dólares actualizado al inicio del estudio para el plan de expansión.

Costo Incremental de Expansión: El costo incremental de expansión o costo marginal de largo plazo expresado en US\$/MWh, representa las inversiones adicionales y los costos operacionales requeridos por el sistema para atender un MWh adicional de demanda.

CAPITULO 3

APLICACIÓN DEL MODULO DE PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN

3.1. CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DEL MODELO

3.1.1. GENERALES

Para la ejecución del Módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN, se utilizaron los siguientes criterios generales:

- Se consideró un sistema uninodal, es decir: un subsistema, una región y un sector de consumo.
- El período de análisis será de 15 años, siendo el 2005 el año inicial y el 2019 el año final.
- Para estabilizar los efectos de los embalses en los años terminales, se utilizará un período de extensión al estudio de 2 años.
- Se analizaron 3 escenarios de demanda: Alto, Medio y Bajo con sus respectivas tasas de crecimiento.
- Se utilizó una tasa de descuento del 12%.

3.1.2. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1.2.1. Proyectos Hidroeléctricos

El **Anexo 3.1**, contiene los proyectos hidroeléctricos considerados en éste estudio, según la información existente en el CONELEC.

La mayor parte de la información de los aprovechamientos hidroeléctricos fue introducida y obtenida en el módulo hidrológico. En él se utilizó la información de caudales y las principales características físicas de los proyectos.

Para las centrales existentes, toda la información fue proporcionada a través del módulo hidrológico. Para los proyectos en construcción y candidatos, en éste módulo se requiere además, la información del costo de inversión y los planes de desembolso.

Para este estudio se asumen como plantas comprometidas, todos los proyectos en construcción o en trámite de financiamiento que entren en el período de estudio (2005-2019), los demás proyectos se considerarán como candidatos. Los proyectos de SIBIMBE (15,8 MW), ABANICO (15 MW), SAN FRANCISCO (212 MW), y MAZAR (190 MW); serán considerados como comprometidos en este estudio, ya que los mismos se encuentran en construcción, es decir, el modelo los incluirá obligatoriamente en los planes de expansión de generación obtenidos.

3.1.2.2. Proyectos Termoeléctricos

El listado de los proyectos candidatos está conformado por posibles centrales térmicas de diversas características físicas, operacionales y de costo, podrían entrar en operación en el sistema, en la fecha que éste lo requiera, siempre que sea la mejor solución en ese momento.

El **Anexo 3.2**, contiene los proyectos termoeléctricos considerados en éste estudio, según la información existente en el CONELEC. También se detallan las interconexiones, las mismas que pueden modelarse como una planta térmica ubicada en las respectivas fronteras internacionales.

Para este estudio se asumen como plantas comprometidas, todos los proyectos en construcción o en trámite de financiamiento que entren en el período de estudio (2005-2019), los demás proyectos se considerarán como candidatos. Los proyectos de interconexión con Colombia (Segunda fase 250 MW) y Perú (Radial 90 MW), serán considerados como comprometidos en este estudio, es decir, se incluirán obligatoriamente en los planes de expansión de generación obtenidos.

3.1.3. TRAYECTORIAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Para la determinación de los escenarios de incertidumbre es importante fijar las proyecciones de demanda para el sistema. El CONELEC ha establecido tres escenarios de crecimiento de la demanda, denominados: bajo, medio y alto.

Estos valores ya fueron comentados en el Capítulo 1; sin embargo, por ser datos que también se requieren en éste módulo, se presenta un resumen de los mismos.

PROYECCION DE LA DEMANDA ELÉCTRICA POR ESCENARIOS

AÑO	ESCENARIO MENOR		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO MAYOR	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2005	2501	13694	2522	13847	2539	13979
2006	2600	14314	2642	14606	2685	14914
2007	2693	14929	2756	15353	2823	15813
2008	2788	15542	2874	16120	2966	16747
2009	2882	16151	2995	16901	3115	17710
2010	2976	16759	3118	17694	3268	18700
2011	3071	17372	3245	18505	3427	19725
2012	3167	17993	3375	19343	3592	20793
2013	3267	18620	3511	20202	3765	21898
2014	3368	19255	3650	21089	3944	23049
2015	3469	19906	3791	22006	4126	24249
2016	3573	20563	3936	22940	4316	25482
2017	3680	21237	4086	23907	4513	26768
2018	3790	21924	4243	24903	4721	28104
2019	3901	22623	4402	25924	4933	29482
T. Crec(%)	3.3 %	3.8 %	4.2 %	4.7 %	5.0 %	5.6 %

3.1.4. COSTO DEL DÉFICIT

El costo de déficit refleja el nivel de confiabilidad de los sistemas, cuyo óptimo teórico se logra cuando se equilibran los costos marginales de corto plazo con los de largo plazo. La importancia de poder asignar un valor económico concreto y con sentido a la falta de disponibilidad de energía eléctrica (Costo de Energía No Suministrada, CENS) reside en que permite definir el nivel óptimo de calidad que un conjunto social está dispuesto a pagar por el servicio.

El módulo MODPIN determina el plan de expansión óptimo que minimiza la suma de los costos totales de inversión (incluyendo fijos de operación y mantenimiento) y operación (combustibles y costos variables de operación y mantenimiento). Dentro de los costos de operación que maneja el modelo se incluyen los costos asociados al déficit de energía. Por consiguiente, es necesario definir un costo del déficit.

Para el presente trabajo se utilizará un valor estimado de 1000 US\$/MWh, pues no se ha tenido acceso a resultados preliminares de los estudios que se encuentra realizando el CONELEC, los cuales por tener el carácter de preliminares, no pueden ser difundidos, para evitar dar señales equivocadas..

Cabe recalcar que, estos valores son referenciales en vista que no existen valores oficiales en el Ecuador y se requirió de datos para procesar el modelo.

3.1.5. MARGENES DE RESERVA

En general la reserva técnica se define como la potencia de la unidad más grande del sistema (actualmente 133 MW, de la central Trinitaria); y, la reserva de energía como 10% de la demanda mensual¹⁷.

El modelo SUPER permite la definición del margen mínimo de reserva en potencia para el subsistema que debe cumplir el plan óptimo. El criterio de margen de reserva de energía es reemplazado por la minimización del costo de operación más el costo de déficit de energía. Los márgenes de reserva en potencia y energía para el subsistema son calculados por el modelo como resultado de la optimización y las simulaciones.

3.1.6. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

En el Ecuador en el mes de julio del 2005 se emitió un Decreto Ejecutivo, el mismo que regulariza el precio de los combustibles. Por tal motivo, para el presente estudio se definió trabajar con dos escenarios de precios de

¹⁷ Fuente: Plan de Electrificación del Ecuador, CONELEC

combustibles, uno que considerará el Decreto Ejecutivo 338 y el otro que tomará en cuenta los precios internacionales de los combustibles.

3.1.6.1. Caso 1

Considera que, todos los combustibles se modelan con precios establecidos en el Decreto Ejecutivo 338, el mismo que regula los precios de los derivados de los hidrocarburos. Toda la información corresponde a valores vigentes para octubre de 2005.

Se considera que los precios de los combustibles se mantienen constantes durante todo el período de estudio.

En la **Tabla 3.1** se indica el poder calorífico y los precios de los combustibles incluidos los impuestos (2% de comercialización y el Impuesto al Valor Agregado IVA)¹⁸:

COMBUSTIBLES	Poder Calorífico (Kcal/Kg)	PRECIO (USD/galón)
FUEL OIL 4	10132	0.7083
DIESEL 2	10700	0.9187
NAFTA	10030	0.7479
RESIDUO SH G. Hernández	11000	0.4177
RESIDUO Guangopolo	10117	0.4197
RESIDUO Termoesmeraldas	10117	0.4197
RESIDUO ESM 100000 SRW1	10136	0.2992
GAS NATURAL*	9232	0.1455
GAS NATURAL PERU*	8970	0.0795

Tabla 3.1

Nota: *Los precios del gas están dados en USD/m³

*Los poderes caloríficos del gas están en Kcal/m³

¹⁸ Fuente: PETROCOMERCIAL y CENACE (Costos Variables de Producción – Octubre 2005)

3.1.6.2. Caso 2

Considera que, todos los combustibles, excepto los que se comercializan dentro del país, se modelan con precios internacionales, es decir, los precios del crudo se fijan de acuerdo a la referencia del WTI (West Texas Intermediate), según la Energy Information Administration¹⁹, Toda la información corresponde a valores vigentes para octubre del 2005.

Los parámetros para el precio del gas natural, son determinados tomando como referencia el 80 % del precio internacional del fuel oil en equivalente térmico.

Se considera que los precios de los combustibles se mantienen constantes durante todo el período de estudio.

En la **Tabla 3.2** se indica el poder calorífico y los precios de los combustibles incluidos los impuestos (2% de comercialización y el Impuesto al Valor Agregado IVA):

COMBUSTIBLES	Poder Calorífico (Kcal/Kg)	PRECIO (USD/galón)
FUEL OIL 4	10132	0.9335
DIESEL 2	10700	1.7340
NAFTA	10030	1.2614
RESIDUO SH G. Hernández	11000	0.4177
RESIDUO Guangopolo	10117	0.4197
RESIDUO Termoesmeraldas	10117	0.4197
RESIDUO ESM 100000 SRW1	10136	0.2992
GAS NATURAL*	9232	0.1721
GAS NATURAL PERU*	8970	0.0795

Tabla 3.2

Nota: *Los precios del gas están dados en USD/m³

*Los poderes caloríficos del gas están en Kcal/m³

¹⁹ Página Web: <http://www.eia.doe.gov>

3.1.7. SISTEMAS DE INTERCONEXION

Las interconexiones pueden modelarse como una planta térmica ubicada en las respectivas fronteras internacionales. La clase térmica asociada tendrá las correspondientes características operativas, las mismas que se definen para reproducir las perspectivas de los valores de potencia y energía a ser adquiridas con sus correspondientes precios.

En el **Anexo 3.2**, se presenta los datos de las interconexiones internacionales a ser consideradas en este trabajo.

Las interconexiones internacionales fueron debidamente representadas en la modelación del Sistema Nacional Interconectado en el programa SUPER, bajo la consideración que las interconexiones son plantas termoeléctricas, con un costo de combustible igual a los precios de energía que son ofertados a través de las interconexiones.

3.1.7.1. Precios de la Energía de Importación

Los precios estimados de la energía de importación para el periodo de estudio se presentan en la **Tabla 3.3**, en la misma se detalla mes a mes los respectivos precios y el promedio en el año.²⁰

Precios en USD/MWh (1)

	Oct-05	Nov-05	Dic-05	Ene-06	Feb-06	Mar-06
Colombia	28,982	29,825	30,784	33,910	35,970	38,950
Perú	22,816	21,553	20,624	18,105	15,971	16,449

Precios en USD/MWh (1)

	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Ago-06	Sep-06	Promedio
Colombia	35,640	31,640	29,900	28,980	29,130	29,320	33,070
Perú	20,733	22,864	24,768	25,301	25,805	25,419	19,253

Tabla 3.3

²⁰ Fuente: PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM Oct 2005-Sep 2006, CENACE

3.2. DATOS REQUERIDOS PARA EJECUTAR EL MODULO DE PLANIFICACION BAJO INCERTIDUMBRE MODPIN

Para la ejecución del Módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN, se requiere de los datos provenientes de la interfaz con los otros módulos (MODDEM y MODHID) y los datos propios del módulo de planificación.

Los datos requeridos para la ejecución del módulo de planificación son los siguientes: *Datos generales, Parámetros del algoritmo de solución, Datos económicos, Planes de desembolso, Escenarios de mercado, Reserva mínima, Combustibles, Clases térmicas, Plantas térmicas y Plantas hidráulicas*

En la **Figura 3.1** se presenta la pantalla de datos requeridos para la ejecución del módulo.

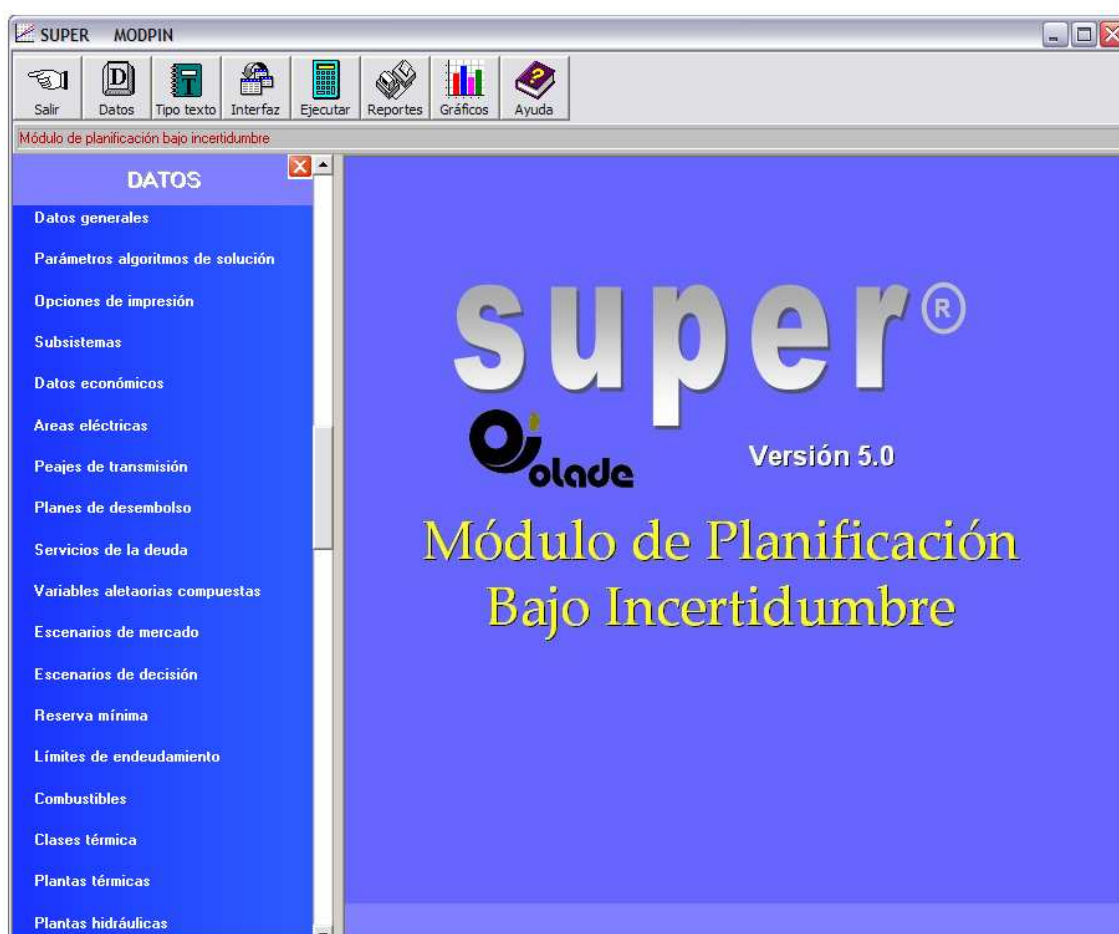
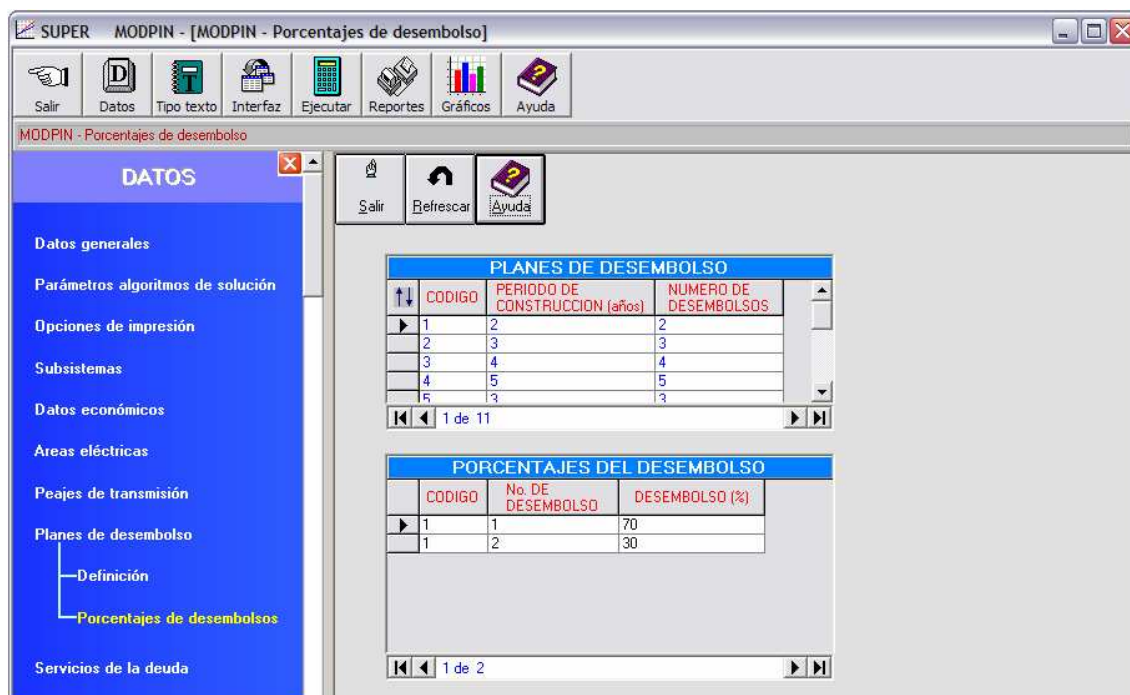


Figura 3.1

- i. En *Datos generales*, según lo expuesto en los criterios para la aplicación del modelo, se definió lo siguiente:
- El año inicial de estudio, el mismo que viene definido de la interfaz con el módulo de demanda; se lo considera desde enero 2005 hasta diciembre 2019 (horizonte de 15 años) y una extensión del periodo de estudio de 2 años, esto para evitar el efecto de los embalses al final del horizonte.
 - Se consideró un período histórico de caudales de 1963-2004, el mismo que viene predefinido de la interfaz del módulo hidrológico.
 - Para el problema de inversión primero se lo consideró *lineal*, con ésta opción se producen soluciones fraccionarias (entre 0 y 100%), es decir, se considera los proyectos en un porcentaje de su capacidad total, para todas las decisiones de inversión. Una vez modelado y revisado los resultados se consideró el problema de inversión *entero*, con esto se producen soluciones enteras (1 ó 0), es decir, el proyecto se lo modela al cien por ciento de su capacidad. El uso de variables enteras representa más correctamente la realidad, pero su uso debe ser limitado pues aumenta substancialmente el tiempo de cómputo.
- ii. En *Datos económicos*, se definieron una tasa anual de descuento del 12 %, la misma que se usa para actualizar los costos de operación e inversiones, éste valor es ampliamente utilizado para el planeamiento de la electricidad y el Banco Mundial utiliza este dato normalmente. Dentro de esta opción también se definieron la vida útil de las plantas hidroeléctricas en 40 años y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento de las mismas en 20 dólares/kW, este costo se suma a la anualidad correspondiente al costo de inversión.
- iii. La opción de *Planes de desembolso* permite especificar los planes de desembolso que define las porciones de inversión a ser aplicadas en cada año, para los proyectos hidráulicos, térmicos y de interconexión. Estos datos están basados en la información proporcionada por el CONELEC y los mismos se presentan en el **Anexo 3.1 y Anexo 3.2**. En la **Figura 3.2** se indica algunos planes de desembolso definidos.

**Figura 3.2**

- iv. En la opción de *Escenarios de mercado*, se definieron 3 escenarios de mercado (Bajo, Medio y Alto), los mismos que vienen predefinidos desde la interfaz del modulo de demanda MODDEM y están relacionados directamente con los escenarios de proyección de la demanda eléctrica.
- v. En la opción de *Escenarios de decisión* se definieron 3 escenarios de decisión, este dato proviene de la interfaz con el módulo de demanda MODDEM. Todos los escenarios de mercado deben asociarse a un, y solo a un escenario de decisión, es decir, no pueden quedar escenarios de mercado sin asignar y no pueden haber dos escenarios de decisión con el mismo escenario de mercado asociado.
- vi. En *Reserva mínima* se definieron valores del 10 % de la potencia instalada, pero este valor es simplemente referencial, ya que los valores de reserva mínima para el sistema son calculados por el modelo. El SUPER utiliza el costo de déficit como criterio de optimización y no el margen de reserva, siendo este último el resultado del proceso de optimización.

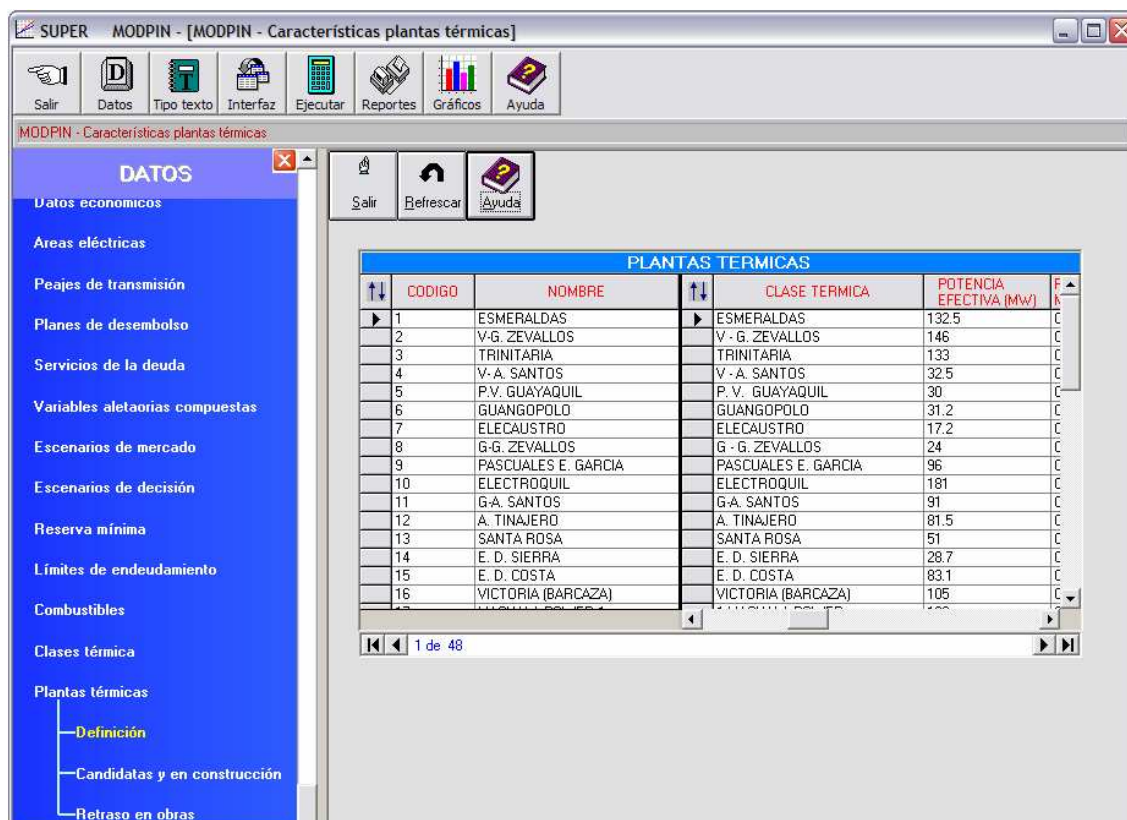
- vii. En la opción de *Combustibles*, se definieron los costos anuales de combustibles para los dos Casos considerados, los cuales se detallan en la **Tabla 3.1** y **Tabla 3.2**, y los precios para las interconexiones en la **Tabla 3.3**. En ambos casos presentados en este estudio, los precios de los combustibles se los considerará constantes durante todo el período de estudio, de igual manera para el precio de las interconexiones.
- viii. Se definieron *clases térmicas* para cada una de las plantas térmicas, de esta manera se puede conseguir una mejor modelación del sistema. Las clases térmicas corresponden a un conjunto de plantas térmicas que utilizan el mismo tipo de combustible, tienen costos variables de operación (operación, mantenimiento y combustibles), costos fijos de operación y vida útil semejantes.

Todos los costos variables de producción, están definidos de acuerdo a la información publicada por el CENACE a octubre del 2005. Ver **Anexo 3.3**

- ix. La opción de *Plantas térmicas* permite especificar las características de las plantas térmicas existentes o futuras, además la clase térmica a la cual pertenece cada planta.

Los datos de las plantas térmicas existentes (Ver **Anexo 1.1**) y los datos de los proyectos futuros (Ver **Anexo 3.2**), se definieron de acuerdo a la información existente en el CONELEC.

En la **Figura 3.3** se presenta algunas plantas térmicas y sus características.



The screenshot shows the MODPIN software interface with a menu bar and a sidebar. The main window displays a table titled 'PLANTAS TERMICAS' with the following data:

CODIGO	NOMBRE	CLASE TERMICA	POTENCIA EFECTIVA (MW)
1	ESMERALDAS	ESMERALDAS	132.5
2	V-G. ZEVALLOS	V - G. ZEVALLOS	146
3	TRINITARIA	TRINITARIA	133
4	V-A. SANTOS	V - A. SANTOS	32.5
5	P.V. GUAYAQUIL	P. V. GUAYAQUIL	30
6	GUANGOPOLLO	GUANGOPOLLO	31.2
7	ELECAUSTRO	ELECAUSTRO	17.2
8	G-G. ZEVALLOS	G - G. ZEVALLOS	24
9	PASCUALES E. GARCIA	PASCUALES E. GARCIA	96
10	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL	181
11	G-A. SANTOS	G-A. SANTOS	91
12	A. TINAJERO	A. TINAJERO	81.5
13	SANTA ROSA	SANTA ROSA	51
14	E. D. SIERRA	E. D. SIERRA	28.7
15	E. D. COSTA	E. D. COSTA	83.1
16	VICTORIA (BARCAZA)	VICTORIA (BARCAZA)	105

Figura 3.3

- x. La opción de *Plantas hidráulicas* permite especificar características de las plantas hidráulicas existentes o futuras. Las plantas hidráulicas y muchos de sus datos se definen en el módulo hidrológico MODHID. En esta ventana solo se añadirán algunas informaciones adicionales para este módulo, como son: costo de inversión, año mínimo de entrada en operación, planes de desembolso e indisponibilidades.

Se especificaron para este estudio, tasas de indisponibilidad forzada (FOR) y tasas de indisponibilidad programada (SOR) de 0.05 p.u.

Los datos de las plantas hidráulicas existentes (Ver **Anexo 1.1**) y los datos de los proyectos futuros (Ver **Anexo 3.1**), se definieron de acuerdo a la información existente en el CONELEC. En la **Figura 3.4** se presenta algunas plantas hidráulicas y sus características.

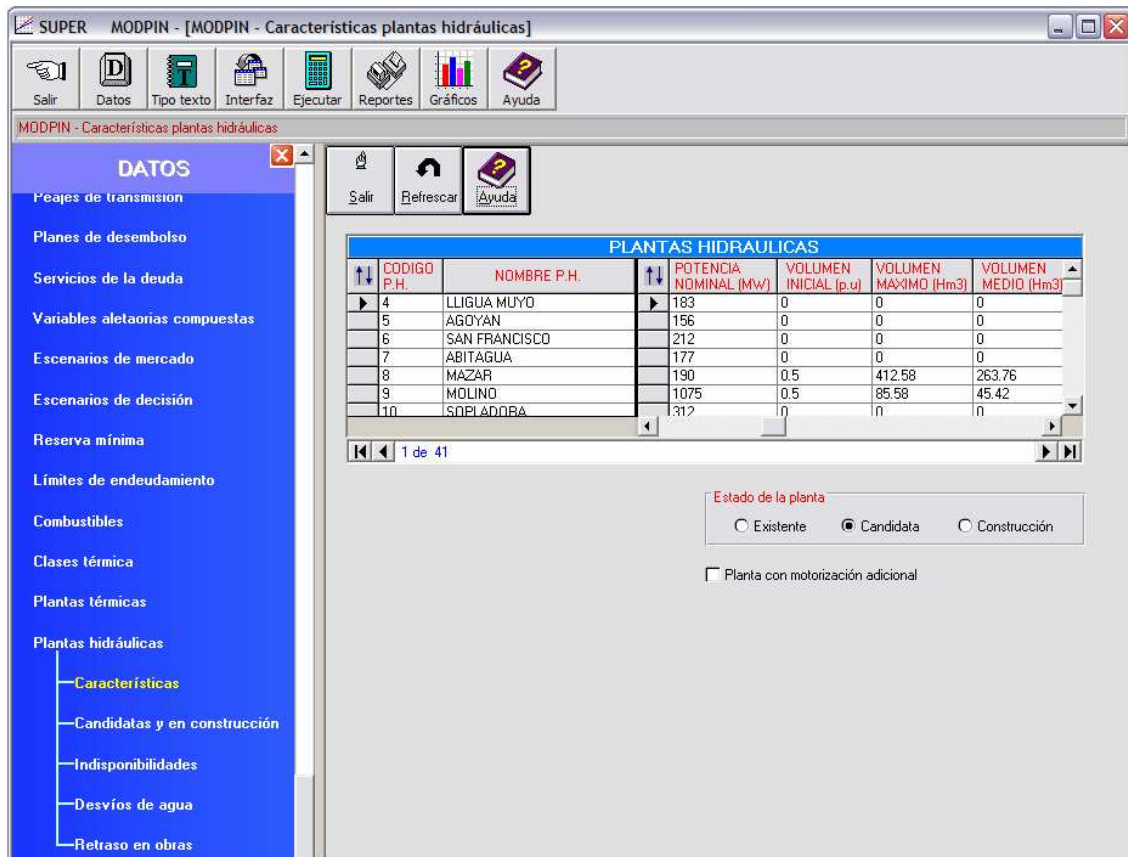


Figura 3.4

3.3. RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES

Utilizando el modelo SUPER-OLADE se obtuvieron los planes de expansión indicativos de la generación para el sistema eléctrico ecuatoriano, encontrando su óptimo definido como el mínimo costo total actualizado de inversión y de operación del sistema durante el período de estudio.

Se presenta además los resultados obtenidos por los módulos de interfaz para el módulo de planificación MODPIN, como son el módulo de demanda y el módulo hidrológico.

3.3.1. RESULTADOS DEL MODULO DE DEMANDA

El módulo de demanda consta de tres submódulos, pero para el alcance de éste estudio de planificación se utilizaron dos, a continuación se presenta los resultados de los submódulos utilizados.

3.3.1.1. Resultados del submódulo DEMMOD

El submódulo elabora los modelos de curvas de carga por días tipo semanales y las Curvas de Duración de Carga mensual o semanal, por regiones y sectores de consumo.

Definición de Días tipo: El submódulo DEMMOD clasifica los días del registro histórico y elabora los modelos de curvas horarias según el criterio siguiente:

Tipo 1: Día laborable medio: martes, miércoles y jueves

Tipo 2: Día laborable de inicio o fin de semana: lunes y viernes.

Tipo 3: Día sábado o feriado medio día.

Tipo 4: Día domingo o feriado completo.

La información de entrada proporcionada por el usuario está constituida por registros de carga horaria de 5 años (2000-2004). A partir de esta información se calculan los modelos de curvas de carga diaria y de Duración de Carga (CDC) continuas mensuales o semanales.

Los principales reportes de los resultados obtenidos en el submódulo DEMMOD, se presentan continuación:

- *Resumen archivo histórico:* Contiene los resultados de las energías y potencias máximas por períodos, y los totales anuales de los registros históricos para el sistema. Ver cuadro de **Reporte 3.1**

Reporte 3.1

MODULO M O D D E M

SUBMODULO DEMMOD: MODELOS DE CURVAS DE CARGA

SUBSISTEMA: SISTEMA NACIONAL

REGION: TOTAL NACIONAL

SECTOR: SECTOR PUBLICO

RESUMENES DE CARGA HISTORICA ANUAL

Períodos mensuales uniformes de 730 horas

PERIODO	ENERGIAS				
	Gwh				
	2000	2001	2002	2003	2004
1	857.0	890.8	961.0	1007.8	1058.8
2	887.4	902.2	946.7	1007.7	1068.2
3	882.4	924.4	953.1	1001.5	1099.3
4	885.8	915.8	974.0	1040.2	1093.9
5	884.0	914.2	986.5	1054.3	1084.0
6	854.7	883.4	949.4	997.1	1074.8
7	829.7	883.3	928.9	993.0	1037.8
8	842.7	882.7	927.5	988.4	1045.4
9	859.7	892.1	945.3	981.8	1085.8
10	869.8	892.6	967.8	1006.4	1093.5
11	878.8	903.6	963.5	1008.1	1092.5
12	897.0	929.0	988.4	1051.7	1150.8
TOTAL	10428.9	10814.0	11492.1	12138.1	12984.8

PERIODO	POTENCIAS				
	MW				
	2000	2001	2002	2003	2004
1	1836.2	1897.6	1977.7	2076.4	2191.1
2	1826.6	1916.1	1962.9	2074.4	2187.6
3	1878.7	1918.3	1960.2	2070.6	2203.9
4	1896.8	1933.2	1998.2	2134.4	2228.7
5	1870.0	1948.6	2041.6	2225.9	2271.7
6	1819.1	1880.3	1983.2	2086.9	2174.2
7	1793.5	1878.7	1928.1	2034.6	2127.8
8	1792.9	1885.0	1925.1	2096.2	2153.1
9	1820.2	1906.2	2000.3	2089.7	2238.2
10	1885.4	1910.3	2049.3	2120.2	2269.2
11	1928.7	1933.7	2085.6	2167.3	2294.9
12	1954.7	2001.0	2128.3	2218.7	2386.0
Dmax	1954.7	2001.0	2128.3	2225.9	2386.0

- *Coefficientes estacionales por períodos:* Contiene los coeficientes estacionales de potencia y energía, con y sin tendencia, de cada período. Ver cuadro de **Reporte 3.2**

Los coeficientes estacionales y de tendencia, reflejan las variaciones del consumo a lo largo del año y la tendencia creciente de la demanda a largo plazo.

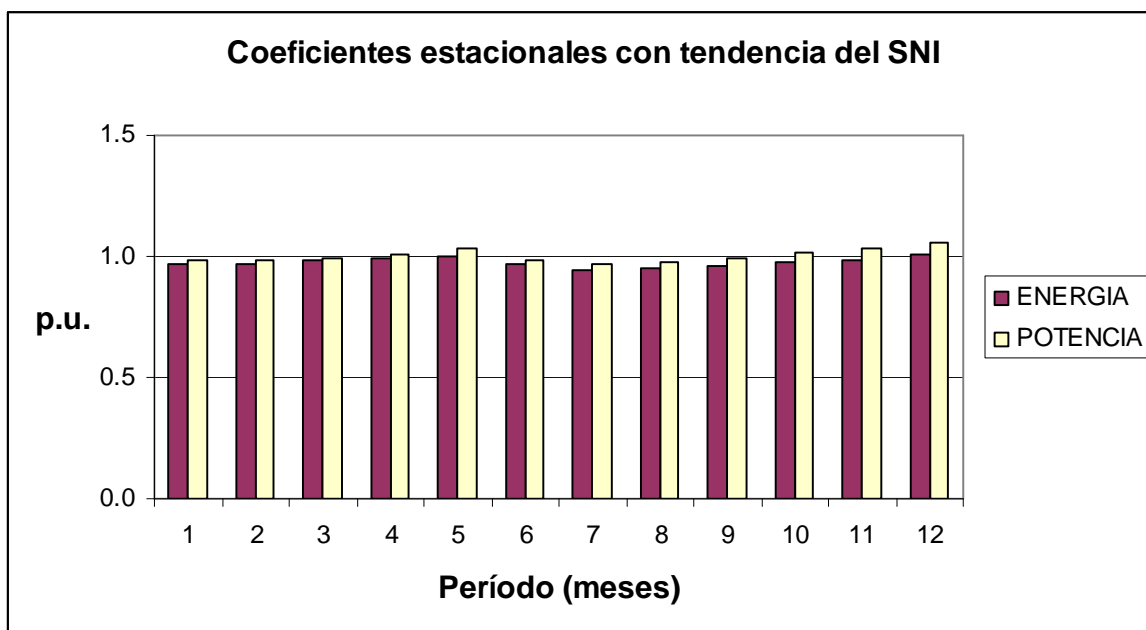


Figura 3.5

Estos valores permiten distribuir la proyección de la demanda anual en cada uno de los 12 meses que tiene el año. En la **Figura 3.5**, se observa que en el Ecuador uno de los meses de mayor consumo es el mes de diciembre.

Reporte 3.2

MODULO M O D D E M
 SUBMÓDULO DEMMOD: MODELOS DE CURVAS DE CARGA

SUBSISTEMA: SISTEMA NACIONAL
 REGION: TOTAL NACIONAL
 SECTOR: SECTOR PUBLICO

COEFICIENTES ESTACIONALES POR PERIODOS

Tasa de crecimiento
 histórico: 5.6 % ENERGIAS
 5.1 % POTENCIAS

PERIODO	COEF. ENERGIA	COEF. POT.MAX.	COEF.ENER. x C.Tend	COEF.POTE. x C.Tend
1	0.990	1.007	0.967	0.986
2	0.987	1.003	0.969	0.987
3	0.996	1.001	0.982	0.988
4	1.002	1.014	0.993	1.005
5	1.002	1.033	0.997	1.029
6	0.964	0.986	0.964	0.986
7	0.942	0.966	0.946	0.970
8	0.940	0.970	0.949	0.978
9	0.947	0.981	0.960	0.994
10	0.957	0.997	0.975	1.014
11	0.957	1.012	0.980	1.033
12	0.981	1.031	1.009	1.057

- *Modelos de curva de carga diaria:* Estos valores son propios de cada mes, y al igual que los coeficientes estacionales, posibilitan distribuir la energía mensual proyectada por día tipo considerado. Ver cuadro de **Reporte 3.3.1** y **Reporte 3.3.2**

La **Figura 3.6**, presenta un ejemplo de las curvas de carga diaria, específicamente para el mes de diciembre. Estos valores son adimensionales y presentan el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

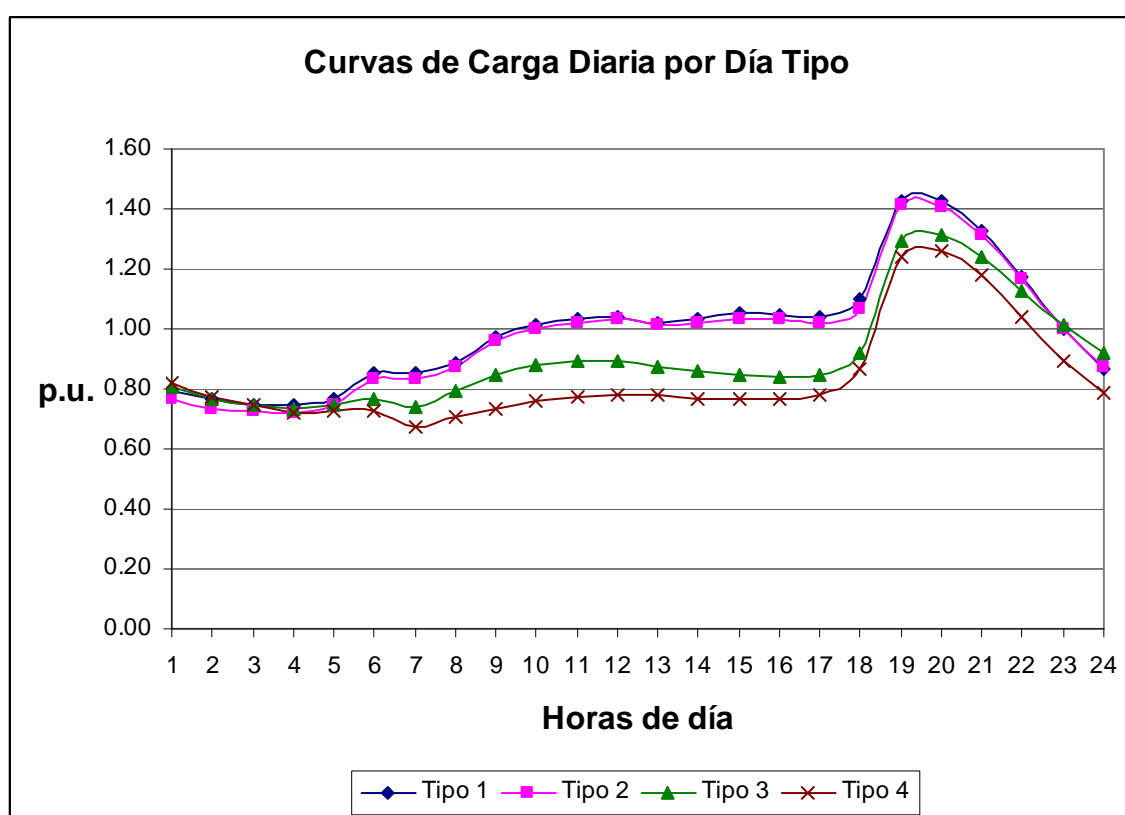


Figura 3.6

Se puede apreciar que, en el Ecuador, el comportamiento de la demanda diaria es similar durante la semana laborable, es decir, de lunes a viernes (Tipo 1 y Tipo 2), mientras que difiere de los días sábado (Tipo 3) y domingo (Tipo 4).

Reporte 3.3.1

MODULO M O D D E M
SUBMODULO DEMMOD: MODELOS DE CURVAS DE CARGA

SUBSISTEMA: SISTEMA NACIONAL
REGION: TOTAL NACIONAL
SECTOR: SECTOR PUBLICO

MODELOS DE CURVAS DE CARGA DIARIA

MES:	1(enero)			
TIPO:	1	2	3	4
C.POND	1.000	0.982	0.899	0.816
PUNTOS HORARIOS				
1	0.795	0.776	0.894	1.009
2	0.766	0.750	0.859	0.954
3	0.751	0.736	0.837	0.917
4	0.746	0.733	0.826	0.891
5	0.768	0.757	0.836	0.882
6	0.860	0.854	0.869	0.887
7	0.869	0.870	0.826	0.803
8	0.898	0.897	0.875	0.831
9	0.981	0.985	0.938	0.865
10	1.021	1.028	0.981	0.890
11	1.047	1.046	1.001	0.907
12	1.051	1.060	1.002	0.918
13	1.032	1.039	0.988	0.918
14	1.045	1.050	0.972	0.911
15	1.059	1.062	0.954	0.903
16	1.056	1.055	0.941	0.901
17	1.042	1.035	0.939	0.917
18	1.070	1.062	1.001	0.999
19	1.394	1.394	1.397	1.462
20	1.422	1.425	1.451	1.534
21	1.318	1.325	1.364	1.432
22	1.160	1.174	1.220	1.252
23	0.988	1.004	1.075	1.072
24	0.864	0.884	0.955	0.945
POT.MAX	1.422	1.425	1.451	1.534
F.C.	0.703	0.702	0.689	0.652

Reporte 3.3.2

MODULO M O D D E M
SUBMODULO DEMMOD: MODELOS DE CURVAS DE CARGA

SUBSISTEMA: SISTEMA NACIONAL
REGION: TOTAL NACIONAL
SECTOR: SECTOR PUBLICO

MODELOS DE CURVAS DE CARGA DIARIA

MES: 12 (diciembre)				
TIPO:	1	2	3	4
C.POND	1.000	0.983	0.904	0.836
PUNTOS HORARIOS				
1	0.793	0.778	0.892	0.980
2	0.764	0.748	0.850	0.926
3	0.749	0.736	0.824	0.891
4	0.747	0.733	0.814	0.864
5	0.770	0.758	0.825	0.867
6	0.853	0.845	0.851	0.867
7	0.853	0.851	0.819	0.808
8	0.889	0.888	0.875	0.843
9	0.974	0.975	0.937	0.880
10	1.012	1.015	0.973	0.907
11	1.036	1.041	0.988	0.923
12	1.042	1.049	0.986	0.933
13	1.022	1.029	0.966	0.930
14	1.036	1.039	0.951	0.918
15	1.051	1.052	0.938	0.916
16	1.048	1.048	0.929	0.915
17	1.040	1.036	0.935	0.936
18	1.101	1.088	1.018	1.037
19	1.430	1.437	1.430	1.481
20	1.425	1.432	1.452	1.509
21	1.328	1.337	1.368	1.414
22	1.171	1.185	1.244	1.244
23	1.000	1.014	1.118	1.069
24	0.867	0.886	1.016	0.942
POT.MAX	1.430	1.437	1.452	1.509
F.C.	0.699	0.696	0.689	0.663

- *Curvas de Duración de Carga (CDC) por puntos*: Contiene las curvas de duración de carga por periodos en forma de puntos potencia-duración normalizados, tomando como bases la potencia pico y el número total de horas del periodo, respectivamente.

Las CDC se pueden representar por 26 o 51 valores de potencias normalizadas correspondientes a intervalos de duración constantes, para éste estudio se utilizaron 26 valores de potencia. El primer punto, para un valor de duración igual a cero, corresponde a la máxima demanda del período y tiene un valor normalizado de 1.0. El último punto, para una duración igual a 1.0, corresponde a la demanda mínima del período. El área bajo la curva es igual al factor de carga.

La **Figura 3.7**, presenta un ejemplo de las CDC para el periodo correspondiente al mes de diciembre, En el cuadro de **Reporte 3.4**, se presentan los valores para los 12 meses del año.

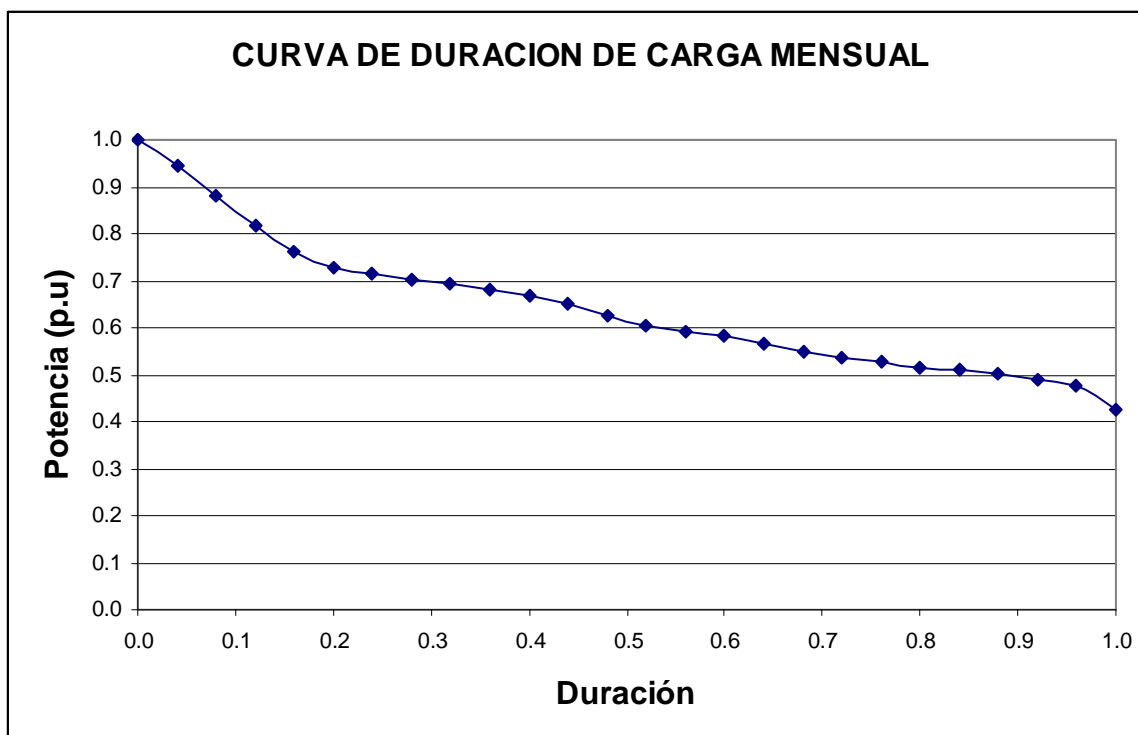


Figura 3.7

Reporte 3.4

MODULO M O D D E M

SUBMODULO DEMMOD: MODELOS DE CURVAS DE CARGA

MODELOS DE CURVA DE DURACION DE CARGA MENSUAL

PT.	DURAC.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2	0.040	0.954	0.949	0.961	0.957	0.948	0.962	0.969	0.964	0.960	0.956	0.945	0.943
3	0.080	0.896	0.895	0.898	0.888	0.880	0.888	0.897	0.891	0.884	0.876	0.868	0.882
4	0.120	0.819	0.823	0.820	0.816	0.808	0.807	0.814	0.810	0.804	0.804	0.795	0.815
5	0.160	0.760	0.763	0.768	0.768	0.762	0.758	0.754	0.750	0.757	0.757	0.754	0.760
6	0.200	0.741	0.742	0.748	0.746	0.736	0.735	0.730	0.729	0.731	0.732	0.731	0.727
7	0.240	0.731	0.734	0.738	0.735	0.723	0.723	0.722	0.721	0.719	0.716	0.717	0.713
8	0.280	0.723	0.728	0.730	0.727	0.714	0.715	0.715	0.713	0.712	0.709	0.707	0.703
9	0.320	0.714	0.721	0.723	0.720	0.706	0.707	0.708	0.707	0.704	0.701	0.698	0.693
10	0.360	0.704	0.713	0.715	0.712	0.697	0.700	0.701	0.700	0.695	0.693	0.688	0.682
11	0.400	0.692	0.703	0.705	0.700	0.686	0.690	0.692	0.691	0.686	0.682	0.675	0.670
12	0.440	0.678	0.688	0.689	0.684	0.668	0.675	0.678	0.676	0.671	0.665	0.654	0.652
13	0.480	0.651	0.656	0.658	0.655	0.641	0.650	0.655	0.653	0.646	0.640	0.625	0.626
14	0.520	0.623	0.627	0.627	0.624	0.618	0.626	0.630	0.620	0.619	0.614	0.603	0.606
15	0.560	0.608	0.612	0.612	0.610	0.604	0.609	0.611	0.601	0.601	0.598	0.589	0.593
16	0.600	0.595	0.599	0.600	0.598	0.592	0.596	0.595	0.587	0.587	0.586	0.576	0.581
17	0.640	0.581	0.583	0.586	0.584	0.579	0.584	0.582	0.576	0.573	0.574	0.560	0.566
18	0.680	0.563	0.568	0.571	0.567	0.564	0.570	0.568	0.561	0.557	0.558	0.540	0.548
19	0.720	0.546	0.552	0.555	0.552	0.549	0.554	0.548	0.544	0.538	0.536	0.526	0.536
20	0.760	0.536	0.542	0.543	0.541	0.536	0.540	0.534	0.530	0.526	0.524	0.517	0.526
21	0.800	0.528	0.534	0.536	0.532	0.527	0.529	0.523	0.520	0.518	0.516	0.509	0.517
22	0.840	0.519	0.527	0.528	0.523	0.518	0.517	0.513	0.512	0.511	0.509	0.501	0.510
23	0.880	0.510	0.519	0.520	0.514	0.507	0.507	0.504	0.503	0.503	0.501	0.491	0.502
24	0.920	0.497	0.509	0.508	0.502	0.495	0.497	0.494	0.495	0.492	0.490	0.480	0.491
25	0.960	0.477	0.494	0.491	0.485	0.480	0.481	0.479	0.480	0.477	0.474	0.461	0.477
26	1.000	0.407	0.460	0.443	0.447	0.442	0.442	0.438	0.438	0.439	0.442	0.423	0.424
FACTOR DE CARGA		0.654	0.660	0.662	0.659	0.650	0.654	0.653	0.650	0.648	0.645	0.637	0.641

3.3.1.2. Resultados del submódulo DEMGEN

Prepara la información de demanda por períodos (mensuales o semanales) y las curvas de duración de carga. Las curvas de duración de carga son pasadas al módulo MODPIN del SUPER. Los coeficientes estacionales son pasados al MODHID.

El submódulo efectúa el predespacho de fuentes de generación no convencionales, contratos de intercambio con empresas generadoras y/o consumidoras, y en general el predespacho de los casos cuya representación no es manejada adecuadamente por los otros módulos del SUPER.

Esto permite que, el modelo asigne una mayor prioridad a las grandes plantas del Sistema Nacional Interconectado o a los proyectos candidatos, lo que optimiza el tiempo computacional de los módulos de incertidumbre y despacho.

La **Tabla 3.4**, contiene las características principales de los proyectos que han sido considerados como “predespachos”. La oferta de energía mensual ha sido realizada, con base en la información publicada por el CENACE en los Planes de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Nombre de la Central o Proyecto	Potencia Instalada (MW)	Energía Media Anual (GWh)	Fecha de Operación
Sistema EEQ	92.2	375.5	Existente
Sistema ELECAUSTRO	38.2	194.3	Existente
Sistema Distribuidoras	42.4	216.9	Existente
Sistema EMAAP - Q	22.2	101.3	Existente
Sistema HCJB - ECOLUZ	6	37	Existente
Sistema San Carlos	15	61.1	Existente
Sistema ECOELECTRIC	5.5	5.2	Existente
Sistema LUCEGA	9	26.8	Existente
Sistema Eólica SALINAS	10	35.04	2007
Sistema Poza Honda	3	10	2007
Sistema La Esperanza	6	21	2007

Tabla 3.4

Al momento se encuentran en construcción las centrales hidroeléctricas de Poza Honda (3 MW) y La Esperanza (6 MW), ubicadas en la provincia de Manabí, las mismas que tienen un avance de construcción del 70% y 80% respectivamente.

El proyecto eólico SALINAS (10 MW), ubicado en la provincia de Imbabura, es una buena opción para que en el Ecuador se empiece a invertir en centrales de generación que utilizan energías renovables.

Los reportes de los resultados obtenidos en el submódulo DEMGEN, se presenta continuación:

- Consumos proyectados: Contiene las demandas a nivel de consumidor sin considerar el efecto de los predespachos. Se reportan aquí: potencias máximas, energías y factores de carga, para el último escenario procesado (escenario mayor). Ver cuadro de **Reporte 3.5**
- Generaciones por períodos: Contiene las demandas por períodos (potencias máximas y energías) a nivel de generación, considerando el efecto de los predespachos, para el último escenario procesado. Ver cuadro de **Reporte 3.6**

Reporte 3.5

SUB MODULO: D E M G E N
 REGION: TOTAL NACIONAL
 SUBSISTEMA: SISTEMA NACIONAL

ESC. DE DEMANDA: 3 (ESC. MAYOR)

DATOS DE CONSUMOS PROYECTADOS

AÑOS	POTENCIA MAXIMA MW			ENERGIA ANUAL GWh		FACTOR DE CARGA ANUAL %	
	SP	TO	TO*FS	SP	TO	SP	TO
2005	2539.0	2539.0	2539.0	13979.0	13979.0	62.9	62.9
2006	2685.0	2685.0	2685.0	14914.0	14914.0	63.4	63.4
2007	2823.0	2823.0	2823.0	15813.0	15813.0	63.9	63.9
2008	2966.0	2966.0	2966.0	16747.0	16747.0	64.5	64.5
2009	3115.0	3115.0	3115.0	17710.0	17710.0	64.9	64.9
2010	3268.0	3268.0	3268.0	18700.0	18700.0	65.3	65.3
2011	3427.0	3427.0	3427.0	19725.0	19725.0	65.7	65.7
2012	3592.0	3592.0	3592.0	20793.0	20793.0	66.1	66.1
2013	3765.0	3765.0	3765.0	21898.0	21898.0	66.4	66.4
2014	3944.0	3944.0	3944.0	23049.0	23049.0	66.7	66.7
2015	4126.0	4126.0	4126.0	24249.0	24249.0	67.1	67.1
2016	4316.0	4316.0	4316.0	25482.0	25482.0	67.4	67.4
2017	4513.0	4513.0	4513.0	26768.0	26768.0	67.7	67.7
2018	4721.0	4721.0	4721.0	28104.0	28104.0	68.0	68.0
2019	4933.0	4933.0	4933.0	29482.0	29482.0	68.2	68.2

Reporte 3.6
(1/2)

DEMANDAS MENSUALES A NIVEL DE GENERACION
DESCONTADO EL EFECTO DE LOS PREDESPACHOS
ESCENARIO: 3 (ESC. MAYOR)

ENERGIA: GWh
POTENCIA: MW

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ANUAL
2005													
ENERGIA	1067.41	966.26	1081.38	1051.48	1095.33	1062.79	1083.21	1087.96	1072.10	1124.02	1104.16	1164.99	12961.08
POT.MAX.	2304.69	2315.20	2356.32	2381.28	2404.06	2400.72	2382.85	2374.37	2397.33	2435.14	2490.51	2539.00	2539.00
2006													
ENERGIA	1144.37	1035.18	1157.90	1125.73	1172.41	1138.29	1159.97	1163.16	1144.91	1199.23	1179.11	1244.79	13865.07
POT.MAX.	2444.58	2455.05	2497.97	2523.74	2547.19	2542.95	2523.32	2513.66	2537.27	2576.58	2634.44	2685.00	2685.00
2007													
ENERGIA	1216.83	1100.60	1231.38	1197.00	1247.01	1210.01	1233.86	1236.28	1214.91	1271.72	1250.01	1319.44	14729.03
POT.MAX.	2579.39	2589.60	2634.02	2660.33	2684.18	2678.85	2657.31	2646.27	2670.27	2710.76	2770.74	2823.00	2823.00
2008													
ENERGIA	1292.93	1219.81	1307.39	1268.30	1319.99	1281.47	1307.08	1309.00	1284.22	1350.20	1324.60	1398.04	15663.03
POT.MAX.	2718.96	2740.42	2770.32	2792.11	2814.05	2813.69	2787.89	2778.77	2803.65	2854.45	2911.43	2966.00	2966.00
2009													
ENERGIA	1374.15	1242.87	1391.26	1352.91	1409.16	1366.28	1393.71	1395.13	1369.73	1433.65	1409.81	1487.36	16626.03
POT.MAX.	2853.92	2864.51	2912.93	2941.30	2966.94	2960.31	2935.79	2922.87	2948.65	2992.63	3058.09	3115.00	3115.00
2010													
ENERGIA	1456.27	1317.14	1474.72	1434.29	1493.80	1447.84	1477.14	1478.03	1450.51	1518.14	1493.19	1574.97	17616.03
POT.MAX.	2997.77	3008.56	3059.07	3088.52	3115.09	3107.80	3081.71	3067.81	3094.51	3140.32	3208.65	3268.00	3268.00
2011													
ENERGIA	1541.02	1393.83	1560.94	1518.42	1581.34	1532.25	1563.53	1563.92	1534.28	1605.80	1579.74	1665.97	18641.03
POT.MAX.	3146.14	3157.24	3210.01	3240.68	3268.32	3260.43	3232.82	3218.00	3245.78	3293.58	3365.01	3427.00	3427.00

Reporte 3.6
(2/2)

DEMANDAS MENSUALES A NIVEL DE GENERACION**DESCONTADO EL EFECTO DE LOS PREDESPACHOS**

ESCENARIO: 3 (ESC. MAYOR)

ENERGIA: GWh

POTENCIA: MW

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ANUAL
2012													
ENERGIA	1627.75	1534.97	1647.49	1599.34	1664.07	1613.41	1646.72	1646.57	1612.91	1695.49	1664.73	1755.58	19709.03
POT.MAX.	3306.79	3331.61	3366.66	3391.84	3417.17	3415.42	3382.80	3370.44	3399.31	3459.57	3527.27	3592.00	3592.00
2013													
ENERGIA	1720.71	1556.43	1743.75	1696.78	1766.93	1711.21	1746.68	1746.02	1711.84	1791.62	1763.20	1858.86	20814.03
POT.MAX.	3461.58	3473.31	3530.90	3564.15	3594.06	3584.90	3554.07	3537.30	3567.35	3619.40	3697.39	3765.00	3765.00
2014													
ENERGIA	1815.72	1642.42	1840.47	1791.18	1865.19	1805.98	1843.71	1842.52	1805.97	1890.15	1860.52	1961.21	21965.03
POT.MAX.	3627.94	3640.08	3700.26	3734.93	3766.12	3756.34	3723.87	3706.14	3737.46	3791.82	3873.35	3944.00	3944.00
2015													
ENERGIA	1915.10	1732.32	1941.52	1889.74	1967.72	1904.82	1944.84	1943.04	1903.96	1992.67	1961.72	2067.58	23165.03
POT.MAX.	3798.32	3810.76	3873.49	3909.51	3941.87	3931.36	3897.10	3878.26	3910.76	3967.36	4052.38	4126.00	4126.00
2016													
ENERGIA	2015.27	1899.81	2041.30	1982.74	2062.67	1998.04	2040.38	2037.92	1994.06	2096.00	2059.35	2170.51	24398.03
POT.MAX.	3984.15	4013.06	4054.28	4083.58	4113.06	4109.94	4069.68	4053.80	4087.51	4158.94	4239.27	4316.00	4316.00
2017													
ENERGIA	2123.42	1920.82	2153.44	2096.51	2182.88	2112.27	2157.15	2154.13	2109.79	2208.07	2174.39	2291.18	25684.03
POT.MAX.	4159.40	4172.58	4240.82	4279.80	4314.77	4302.82	4264.87	4243.81	4278.92	4340.39	4432.94	4513.00	4513.00
2018													
ENERGIA	2234.05	2020.90	2265.94	2206.24	2297.03	2222.31	2269.74	2266.04	2218.90	2322.21	2287.07	2409.61	27020.03
POT.MAX.	4353.95	4367.48	4438.65	4479.19	4515.52	4502.74	4462.76	4440.46	4476.93	4540.98	4637.53	4721.00	4721.00
2019													
ENERGIA	2347.41	2123.56	2381.47	2319.07	2414.55	2335.73	2385.93	2381.67	2331.75	2440.43	2403.90	2532.56	28398.03
POT.MAX.	4549.46	4563.61	4637.97	4680.33	4718.29	4704.94	4663.16	4639.86	4677.97	4744.90	4845.78	4933.00	4933.00

3.3.2. RESULTADOS DEL MODULO HIDROLÓGICO

El objetivo de este módulo es suministrar, en el formato apropiado, la información hidrológica para los módulos de optimización y simulación del SUPER.

Específicamente el MODHID produce lo siguiente:

- Caudales naturales en cada sitio de los proyectos para un período determinado, descontando el efecto de la operación del sistema, la evaporación y otros usos del agua. Para ello, el módulo permite completar información faltante en los registros históricos.
- Caudales rellenados en las estaciones, sin los datos faltantes dentro de la serie y extendidos hacia el pasado y hacia el futuro según los datos especificados por el usuario.
- Secuencias hidrológicas históricas con una cierta probabilidad de ocurrencia para el MODPIN.
- Energía disponible, mínima, almacenable y capacidad máxima para cada proyecto hidroeléctrico.

Como resultado del procesamiento del MODHID, se dispone de la energía generable media mensual de los proyectos hidroeléctricos considerados en el estudio. En la **Figura 3.8**, se muestra un ejemplo de comparación, entre la energía real producida en la central Paute en el Año 2004 (Fuente: CENACE), y la procesada por el modelo SUPER-OLADE para el mismo año.

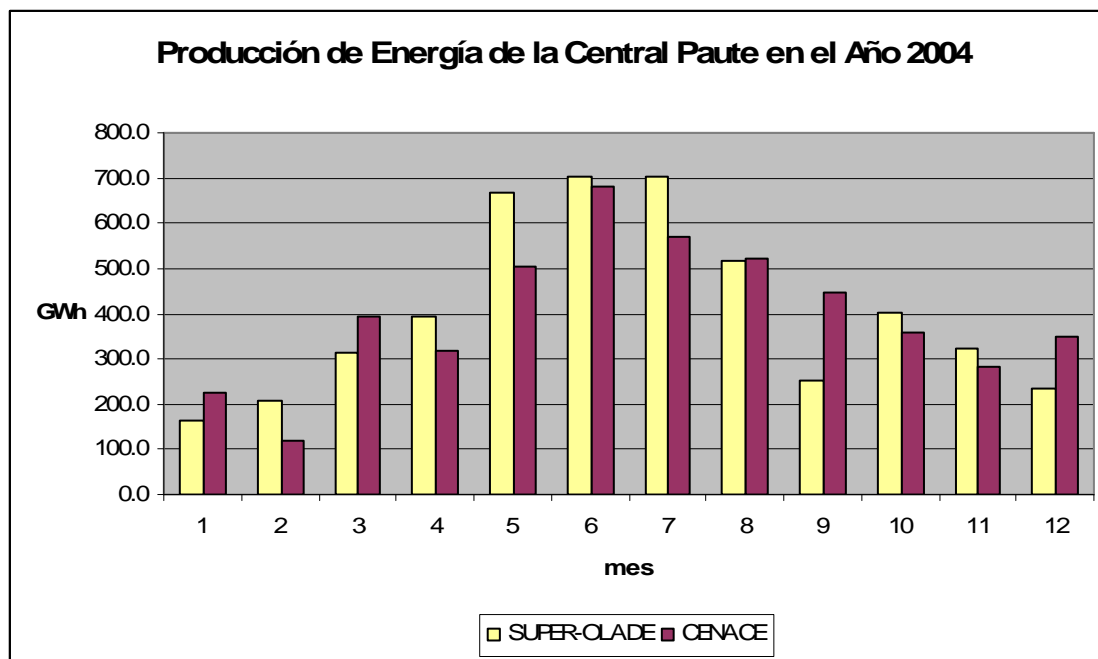


Figura 3.8

A continuación en la **Tabla 3.5**, se muestra una comparación, entre la energía generable promedio anual proporcionada por el modelo SUPER para el año 2004, y la información real de producción de energía obtenida del CENACE, para el año 2004. Esto principalmente para las centrales hidroeléctricas existentes.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	ENERGIA ANUAL	
		SUPER (GWh)	CENACE (GWh)
PAUTE	1075	4872.1	4767.28
AGOYAN	156	1025.9	988.82
M. LANIADO	213	427.0	468.42
PUCARA	70	202.8	226.88

Tabla 3.5

Como resultado del procesamiento del módulo hidrológico se dispone de la energía generable media anual de los proyectos hidroeléctricos considerados en el estudio, la misma que se presenta en la **Tabla 3.6**. Además, se muestra una comparación entre la energía proporcionada por el modelo SUPER y la disponible en el Catálogo Resumen de Generación Eléctrica en el Ecuador 2005, publicado por el CONELEC.

NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA (MW)	ENERGIA ANUAL	
		SUPER (GWh)	CONELEC (GWh)
LLIGUA MUYO	183	1143.4	1242.0
SAN FRANCISCO	212	1456.9	1408.0
ABITAGUA	177	1342.8	N.A.
MAZAR	190	905.7	871.0
SOPLADORA	312	2267.9	2416.9
CARDENILLO	327	2418.3	2344.0
CHESPI	167	1055.5	979.0
VILLADORA	270	1460.3	1191.2
APAQUI	44	291.7	279.3
TOACHI PILATON	190	1011.5	1314.2
ANGAMARCA SINDE	50	289.3	335.6
GUALAQUIZA	800	5713.6	5201.0
CODO SINCLAIR	432	2991.6	3027.0
SAN MIGUEL	704	4624	4099.0
QUIJOS	39.6	314.7	N.A.
MILPE-SALOYA	31.9	241.4	213.8
SABANILLA	19.9	157.5	139.0
SIBIMBE	15.8	101	65.0
CALUMA	21	118.1	110.3
MINAS	337	1494.6	1661.0
RIO LUIS	15.5	96.4	97.2
EL RETORNO	265	1341.7	1355.9
DELSI	50	357.2	307.0
TANISAGUA	50	357.9	307.0
TIGRILLOS	49.6	393.3	313.6
TOPO	17	134.2	135.0
VACAS GALINDO	42	263.7	241.6
OCANA	26	207.5	192.0
LANGOA	26	163	159.4
SARAPULLO	27	154.5	153.7
VICTORIA	25	136.8	108.0
CHALPI1-CUYUJA	20	157.2	149.0
SIGCHOS	18	131.4	94.0
PILALO 3	10.8	74.3	70.0
ABANICO	15	120	119.0
CALOPE	15	89.3	81.7
JONDACHI	18.8	108.7	139.0

Tabla 3.6

N.A.: No existe información en el Catálogo de Generación 2005

Como se puede observar, existe una pequeña diferencia entre la información generada por el SUPER-OLADE y la publicada por el CONELEC²¹. La diferencia se debe a que, los valores obtenidos en este estudio son resultado del procesamiento de la información limitada de algunos proyectos, principalmente de información histórica de caudales, razón por la cual la diferencia es más significativa en unos proyectos que en otros.

3.3.3. RESULTADOS DEL MODULO DE PLANIFICACIÓN

Con la ejecución del Módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN, se obtuvieron los planes indicativos de la expansión de generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico ecuatoriano, para los dos casos planteados.

Cabe señalar que en el mes de julio del 2005, el Presidente de la República del Ecuador, expidió el Decreto Ejecutivo 338: “Reglamento Sustitutivo para la Regulación de los Precios de los Derivados de los Hidrocarburos”, el mismo que establece precios fijos para los combustibles que se utilizan en la generación de energía eléctrica.

Por efectos de este decreto, los precios de energía en el mercado spot han sufrido una reducción que resulta favorable para el sector eléctrico, pero por otro lado trae implícito un subsidio que se origina en la diferencia entre el precio de compra del diesel en el mercado internacional, y el precio de venta en el mercado local, considerando que el Ecuador es deficitario en la producción de este combustible por lo que tiene que importarlo.

Este panorama crea un ambiente de incertidumbre en el mercado para los propósitos de éste estudio, porque se tiene dudas respecto a la sostenibilidad de este subsidio en el largo plazo, por el peso que representa para la caja fiscal.

Por tal razón, para el presente estudio se han considerado dos escenarios para los precios de los combustibles:

²¹ CONELEC, Catálogo Resumen de la Generación de Energía Eléctrica en el Ecuador 2005

Caso 1: Se considera precios de combustibles subsidiados de acuerdo con el Decreto Ejecutivo 338, los mismos que se muestran en la **Tabla 3.1**.

Los resultados del plan de expansión para los escenarios de demanda baja, media y alta, se muestran en los cuadros de **Reporte 3.7.1**, **Reporte 3.7.2** y **Reporte 3.7.3**, respectivamente.

En los cuadros de *Reportes*, se muestran los resultados y se detallan los planes de expansión para cada uno de los escenarios de demanda propuestos para el presente trabajo, de acuerdo con la siguiente descripción:

Escenario de decisión 1: Escenario de demanda bajo

Escenario de decisión 2: Escenario de demanda medio

Escenario de decisión 3: Escenario de demanda alto

Además se muestran los déficits de energía (si los hubiere) y las reservas de potencia para el sistema.

Finalmente se muestran los costos de inversión y de operación que tienen los respectivos planes de expansión, con su respectivo costo incremental de expansión de largo plazo. Los cálculos para el costo marginal de largo plazo para el sistema optimizado están basados en la suma de los costos anualizados de inversión de las adiciones de nueva capacidad, los costos anuales fijos de operación y mantenimiento de los nuevos proyectos, y el costo anual de la energía no suministrada.

El costo incremental de largo plazo se lo calcula como el valor presente neto de los incrementos anuales del total de los costos de expansión del sistema dividido para los incrementos anuales de la demanda.

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO

Reporte 3.7.1
(1/1)

ESCEN. DE DECISION: 1

P L A N D E E X P A N S I O N

PERIODO OPERACION	SIST	PLANTA INTER	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2006												
F	1	25	H	SIBIMBE	100.0	100.0	0.0	11.9				ENE/2005
F	1	42	H	ABANICO	100.0	100.0	0.0	4.3				ENE/2005
F	1	22	T	INTERCON-PE1	100.0	100.0					90.0	ENE/2005
ENE/2007												
-	1	43	H	CALOPE	100.0	100.0	0.0	9.2				ENE/2006
-	1	21	T	ARENILLAS	100.0	100.0					150.0	ENE/2006
F	1	21	T	INTERCON-COL	100.0	100.0					250.0	ENE/2006
ENE/2008												
F	1	6	H	SAN FRANCISC	100.0	100.0	0.0	113.2				ENE/2005
R	1	14	T	E. D. SIERRA								
R	1	15	T	E. D. COSTA								
ENE/2009												
-	1	24	H	SABANILLA	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
-	1	41	H	PILALO 3	100.0	100.0	0.0	4.1				ENE/2008
F	1	8	H	MAZAR	100.0	100.0	297.7	145.4				ENE/2006
ENE/2010												
-	1	22	H	QUIJOS	100.0	100.0	0.0	17.2				ENE/2008
ENE/2011												
-	1	20	H	CODO SINCLAI	100.0	100.0	0.0	75.0				ENE/2008
ENE/2013												
-	1	10	H	SOPLADORA	100.0	100.0	0.0	90.9				ENE/2010
ENE/2019												
	1	11	H	CARDENILLO	100.0	100.0	0.0	91.0				ENE/2016
	1	16	H	ANGAMARCA SI	100.0	100.0	0.0	17.0				ENE/2017
ENE/2020												
	1	32	H	TIGRILLOS	100.0	100.0	0.0	16.1				ENE/2017
	1	40	H	SIGCHOS	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2018
+	1	33	H	TOPO	100.0	100.0	0.0	14.5				ENE/2019

Reporte 3.7.1
(1/2)

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

ESCEN. MERCADO	C. OPER (MUS\$)	SISTEMA	C. DEFICIT (MUS\$)	DEF. 2005	PROMEDIO ANUAL (GWh) 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	1084.04	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESERVA PARA EL MERCADO: 1

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
28.5	28.3	39.3	38.1	41.3	38.1	47.9	43.5	48.6	44.2	40.0	35.9	31.9	28.1	34.1

*** PLAN DE EXPANSION OBTENIDO ***

COSTO DE INVERSION	:	1365.59 MUS\$
COSTO DE OPERACION	:	1084.04 MUS\$
COSTO TOTAL	:	2449.63 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION	:	35.40 US\$/MWh

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO
 ESCEN. DE DECISION: 2

Reporte 3.7.2
 (1/1)

P L A N D E E X P A N S I O N

PERIODO OPERACION	SIST	PLANTA INTER	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2006	F 1	25	H	SIBIMBE	100.0	100.0	0.0	11.9				ENE/2005
	F 1	42	H	ABANICO	100.0	100.0	0.0	4.3				ENE/2005
	F 1	22	T	INTERCON-PE1	100.0	100.0					90.0	ENE/2005
ENE/2007	- 1	43	H	CALOPE	100.0	100.0	0.0	9.2				ENE/2006
	- 1	21	T	ARENILLAS	100.0	100.0					150.0	ENE/2006
	F 1	21	T	INTERCON-COL	100.0	100.0					250.0	ENE/2006
ENE/2008	- 1	44	H	JONDACHI	100.0	100.0	0.0	24.9				ENE/2007
	F 1	6	H	SAN FRANCISC	100.0	100.0	0.0	113.2				ENE/2005
	R 1	14	T	E. D. SIERRA								
	R 1	15	T	E. D. COSTA								
ENE/2009	- 1	24	H	SABANILLA	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
	- 1	41	H	PILALO 3	100.0	100.0	0.0	4.1				ENE/2008
	F 1	8	H	MAZAR	100.0	100.0	297.7	145.4				ENE/2006
ENE/2010	- 1	7	H	ABITAGUA	100.0	100.0	0.0	153.7				ENE/2007
	- 1	22	H	QUIJOS	100.0	100.0	0.0	17.2				ENE/2008
ENE/2011	- 1	20	H	CODO SINCLAI	100.0	100.0	0.0	75.0				ENE/2008
ENE/2013	- 1	10	H	SOPLADORA	100.0	100.0	0.0	90.9				ENE/2010
ENE/2015	1	32	H	TIGRILLOS	100.0	100.0	0.0	16.1				ENE/2012
ENE/2017	1	37	H	SARAPULLO	100.0	100.0	0.0	10.4				ENE/2015
ENE/2018	1	11	H	CARDENILLO	100.0	100.0	0.0	91.0				ENE/2015
	1	31	H	TANISAGUA	100.0	100.0	0.0	32.1				ENE/2015
	1	23	H	MILPE-SALOYA	100.0	100.0	0.0	25.9				ENE/2016

Reporte 3.7.2
(1/2)

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO

ESCEN. MERCADO	C. OPER (MUS\$)	SISTEMA	C. DEFICIT (MUS\$)	DEF. 2005	PROMEDIO ANUAL (GWh) 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2	1216.81	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESERVA PARA EL MERCADO: 2

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
27.5	26.3	36.1	34.6	36.6	38.1	46.0	40.4	43.9	38.4	34.5	29.6	25.5	30.5	25.8

*** PLAN DE EXPANSION OBTENIDO ***

COSTO DE INVERSION	:	1596.81 MUS\$
COSTO DE OPERACION	:	1216.81 MUS\$
COSTO TOTAL	:	2813.63 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION	:	35.93 US\$/MWh

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO
 ESCEN. DE DECISION: 3

**Reporte 3.7.3
 (1/1)**

P L A N D E E X P A N S I O N

PERIODO OPERACION	SIST	PLANTA INTER	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2006												
F	1	25	H	SIBIMBE	100.0	100.0	0.0	11.9				ENE/2005
F	1	42	H	ABANICO	100.0	100.0	0.0	4.3				ENE/2005
F	1	22	T	INTERCON-PE1	100.0	100.0					90.0	ENE/2005
ENE/2007												
-	1	43	H	CALOPE	100.0	100.0	0.0	9.2				ENE/2006
-	1	21	T	ARENILLAS	100.0	100.0					150.0	ENE/2006
F	1	21	T	INTERCON-COL	100.0	100.0					250.0	ENE/2006
ENE/2008												
-	1	44	H	JONDACHI	100.0	100.0	0.0	24.9				ENE/2007
F	1	6	H	SAN FRANCISC	100.0	100.0	0.0	113.2				ENE/2005
R	1	14	T	E. D. SIERRA								
R	1	15	T	E. D. COSTA								
ENE/2009												
-	1	24	H	SABANILLA	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
-	1	33	H	TOPO	100.0	100.0	0.0	14.5				ENE/2008
-	1	41	H	PILALO 3	100.0	100.0	0.0	4.1				ENE/2008
F	1	8	H	MAZAR	100.0	100.0	297.7	145.4				ENE/2006
ENE/2010												
-	1	7	H	ABITAGUA	100.0	100.0	0.0	153.7				ENE/2007
-	1	32	H	TIGRILLOS	100.0	100.0	0.0	16.1				ENE/2007
-	1	16	H	ANGAMARCA SI	100.0	100.0	0.0	17.0				ENE/2008
-	1	22	H	QUIJOS	100.0	100.0	0.0	17.2				ENE/2008
-	1	40	H	SIGCHOS	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
ENE/2011												
-	1	20	H	CODO SINCLAI	100.0	100.0	0.0	75.0				ENE/2008
ENE/2013												
-	1	10	H	SOPLADORA	100.0	100.0	0.0	90.9				ENE/2010
ENE/2017												
-	1	11	H	CARDENILLO	100.0	100.0	0.0	91.0				ENE/2014
ENE/2018												
-	1	21	H	SAN MIGUEL	100.0	100.0	0.0	744.4				ENE/2014

Reporte 3.7.3
(1/2)

PERIODO OPERACION	SIST INTER	PLANTA	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2020	1	23	H	MILPE-SALOYA	100.0	100.0	0.0	25.9				ENE/2018

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

ESCEN. MERCADO	C. OPER (MUS\$)	SISTEMA	C. DEFICIT (MUS\$)	DEF. 2005	PROMEDIO ANUAL (GWh)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
3	1306.88	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESERVA PARA EL MERCADO: 3

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
26.6	24.2	32.9	30.5	31.9	35.9	42.2	35.7	37.7	31.5	25.7	20.1	22.1	31.7	26.0

*** PLAN DE EXPANSION OBTENIDO ***

COSTO DE INVERSION	:	1874.84 MUS\$
COSTO DE OPERACION	:	1306.88 MUS\$
COSTO TOTAL	:	3181.72 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION	:	35.84 US\$/MWh

Caso 2: El segundo caso toma en cuenta los precios internacionales de los combustibles, según la referencia WTI (West Texas Intermediate) del barril de petróleo, los mismos que se muestran en la **Tabla 3.2**. Además, se considera que los precios de los combustibles se mantienen constantes durante todo el período de estudio.

Los resultados del plan de expansión indicativo de la generación, para el caso de precios internacionales de los combustibles, de acuerdo a los precios del crudo WTI, se muestran en los cuadros de **Reporte 3.8.1, Reporte 3.8.2 y Reporte 3.8.3**; para los escenarios de demanda bajo, medio y alto, respectivamente.

De igual forma que en el Caso 1, en los cuadros de *Reportes*, se muestran los resultados y se detallan los planes de expansión para cada uno de los escenarios de demanda propuestos para el presente trabajo, de acuerdo con la siguiente descripción:

Escenario de decisión 1: Escenario de demanda bajo

Escenario de decisión 2: Escenario de demanda medio

Escenario de decisión 3: Escenario de demanda alto

Además se muestran los déficits de energía (si los hubiere) y las reservas de potencia para el sistema.

Finalmente se indica los costos de inversión y de operación que tienen los respectivos planes de expansión, con su respectivo costo incremental de expansión de largo plazo. Los cálculos para el costo marginal de largo plazo para el sistema optimizado están basados en la suma de los costos anualizados de inversión de las adiciones de nueva capacidad, los costos anuales fijos de operación y mantenimiento de los nuevos proyectos y el costo anual de la energía no suministrada.

El costo incremental de largo plazo se lo calcula como el valor presente neto de los incrementos anuales del total de los costos de expansión del sistema dividido para los incrementos anuales de la demanda.

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

Reporte 3.8.1
(1/1)

ESCEN. DE DECISION: 1

P L A N D E E X P A N S I O N

PERIODO OPERACION	SIST	PLANTA INTER	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2006												
F	1	25	H	SIBIMBE	100.0	100.0	0.0	11.9				ENE/2005
F	1	42	H	ABANICO	100.0	100.0	0.0	4.3				ENE/2005
F	1	22	T	INTERCON-PE1	100.0	100.0					90.0	ENE/2005
ENE/2007												
-	1	43	H	CALOPE	100.0	100.0	0.0	9.2				ENE/2006
-	1	21	T	ARENILLAS	100.0	100.0					150.0	ENE/2006
F	1	21	T	INTERCON-COL	100.0	100.0					250.0	ENE/2006
ENE/2008												
-	1	44	H	JONDACHI	100.0	100.0	0.0	24.9				ENE/2007
F	1	6	H	SAN FRANCISC	100.0	100.0	0.0	113.2				ENE/2005
R	1	14	T	E. D. SIERRA								
R	1	15	T	E. D. COSTA								
ENE/2009												
-	1	41	H	PILALO 3	100.0	100.0	0.0	4.1				ENE/2008
F	1	8	H	MAZAR	100.0	100.0	297.7	145.4				ENE/2006
ENE/2010												
-	1	22	H	QUIJOS	100.0	100.0	0.0	17.2				ENE/2008
-	1	40	H	SIGCHOS	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
ENE/2011												
-	1	20	H	CODO SINCLAI	100.0	100.0	0.0	75.0				ENE/2008
ENE/2013												
-	1	10	H	SOPLADORA	100.0	100.0	0.0	90.9				ENE/2010
ENE/2018												
	1	11	H	CARDENILLO	100.0	100.0	0.0	91.0				ENE/2015
ENE/2019												
	1	23	H	MILPE-SALOYA	100.0	100.0	0.0	25.9				ENE/2017

**Reporte 3.8.1
(1/2)**

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

ESCEN. MERCADO	C. OPER (MUS\$)	SISTEMA	C. DEFICIT (MUS\$)	DEF. 2005	PROMEDIO ANUAL (GWh) 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	1177.06	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESERVA PARA EL MERCADO: 1

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
28.5	28.3	39.3	38.8	41.2	38.7	48.5	44.0	49.1	44.7	40.4	36.4	32.4	37.2	34.1

*** PLAN DE EXPANSION OBTENIDO ***

COSTO DE INVERSION	:	1362.83 MUS\$
COSTO DE OPERACION	:	1177.06 MUS\$
COSTO TOTAL	:	2539.89 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION	:	28.69 US\$/MWh

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

Reporte 3.8.2
(1/1)

ESCEN. DE DECISION: 2

P L A N D E E X P A N S I O N

PERIODO OPERACION	SIST	PLANTA INTER	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2006												
F	1	25	H	SIBIMBE	100.0	100.0	0.0	11.9				ENE/2005
F	1	42	H	ABANICO	100.0	100.0	0.0	4.3				ENE/2005
F	1	22	T	INTERCON-PE1	100.0	100.0					90.0	ENE/2005
ENE/2007												
-	1	43	H	CALOPE	100.0	100.0	0.0	9.2				ENE/2006
-	1	21	T	ARENILLAS	100.0	100.0					150.0	ENE/2006
F	1	21	T	INTERCON-COL	100.0	100.0					250.0	ENE/2006
ENE/2008												
-	1	44	H	JONDACHI	100.0	100.0	0.0	24.9				ENE/2007
F	1	6	H	SAN FRANCISC	100.0	100.0	0.0	113.2				ENE/2005
R	1	14	T	E. D. SIERRA								
R	1	15	T	E. D. COSTA								
ENE/2009												
-	1	41	H	PILALO 3	100.0	100.0	0.0	4.1				ENE/2008
F	1	8	H	MAZAR	100.0	100.0	297.7	145.4				ENE/2006
ENE/2010												
-	1	7	H	ABITAGUA	100.0	100.0	0.0	153.7				ENE/2007
-	1	32	H	TIGRILLOS	100.0	100.0	0.0	16.1				ENE/2007
-	1	22	H	QUIJOS	100.0	100.0	0.0	17.2				ENE/2008
-	1	40	H	SIGCHOS	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
ENE/2011												
-	1	20	H	CODO SINCLAI	100.0	100.0	0.0	75.0				ENE/2008
ENE/2013												
-	1	10	H	SOPLADORA	100.0	100.0	0.0	90.9				ENE/2010
ENE/2018												
-	1	21	H	SAN MIGUEL	100.0	100.0	0.0	744.4				ENE/2014

Reporte 3.8.2
(1/2)

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

ESCEN. MERCADO	C. OPER (MUS\$)	SISTEMA	C. DEFICIT (MUS\$)	DEF. 2005	PROMEDIO ANUAL (GWh) 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2	1276.61	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESERVA PARA EL MERCADO: 2

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
27.5	26.3	36.1	34.6	35.9	39.7	47.5	41.8	45.2	39.7	34.5	29.5	24.8	36.8	31.8

*** PLAN DE EXPANSION OBTENIDO ***

COSTO DE INVERSION	:	1644.96 MUS\$
COSTO DE OPERACION	:	1276.61 MUS\$
COSTO FINANCIERO	:	0.00 MUS\$
COSTO TOTAL	:	2921.58 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION	:	30.79 US\$/MWh

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

Reporte 3.8.3
(1/1)

ESCEN. DE DECISION: 3

P L A N D E E X P A N S I O N

PERIODO OPERACION	SIST	PLANTA INTER	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2006	F 1	25	H	SIBIMBE	100.0	100.0	0.0	11.9				ENE/2005
	F 1	42	H	ABANICO	100.0	100.0	0.0	4.3				ENE/2005
	F 1	22	T	INTERCON-PE1	100.0	100.0					90.0	ENE/2005
ENE/2007	- 1	43	H	CALOPE	100.0	100.0	0.0	9.2				ENE/2006
	- 1	21	T	ARENILLAS	100.0	100.0					150.0	ENE/2006
	F 1	21	T	INTERCON-COL	100.0	100.0					250.0	ENE/2006
ENE/2008	- 1	44	H	JONDACHI	100.0	100.0	0.0	24.9				ENE/2007
	F 1	6	H	SAN FRANCISC	100.0	100.0	0.0	113.2				ENE/2005
	R 1	14	T	E. D. SIERRA								
	R 1	15	T	E. D. COSTA								
ENE/2009	- 1	24	H	SABANILLA	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
	- 1	33	H	TOPO	100.0	100.0	0.0	14.5				ENE/2008
	- 1	41	H	PILALO 3	100.0	100.0	0.0	4.1				ENE/2008
	F 1	8	H	MAZAR	100.0	100.0	297.7	145.4				ENE/2006
ENE/2010	- 1	7	H	ABITAGUA	100.0	100.0	0.0	153.7				ENE/2007
	- 1	32	H	TIGRILLOS	100.0	100.0	0.0	16.1				ENE/2007
	- 1	22	H	QUIJOS	100.0	100.0	0.0	17.2				ENE/2008
	- 1	40	H	SIGCHOS	100.0	100.0	0.0	6.3				ENE/2008
ENE/2011	- 1	20	H	CODO SINCLAI	100.0	100.0	0.0	75.0				ENE/2008
ENE/2013	- 1	10	H	SOPLADORA	100.0	100.0	0.0	90.9				ENE/2010
ENE/2015	1	31	H	TANISAGUA	100.0	100.0	0.0	32.1				ENE/2012
ENE/2017	- 1	11	H	CARDENILLO	100.0	100.0	0.0	91.0				ENE/2014

Reporte 3.8.3
(1/2)

PERIODO OPERACION	SIST INTER	PLANTA INTER	TIP PRO	NOMBRE DE PARA	PORC INC	PORC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP1 MW	CAP2 MW	CAPT MW	PERIODO DECISION
ENE/2018	-	1	21	H	SAN MIGUEL	100.0	100.0	0.0	744.4			ENE/2014
ENE/2020		1	16	H	ANGAMARCA SI	100.0	100.0	0.0	17.0			ENE/2018
		1	37	H	SARAPULLO	100.0	100.0	0.0	10.4			ENE/2018

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

ESCCN. MERCADO	C. OPER (MUS\$)	SISTEMA	C. DEFICIT (MUS\$)	DEF. 2005	PROMEDIO ANUAL (GWh) 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
3	1447.25	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

RESERVA PARA EL MERCADO: 3

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
26.6	24.2	32.9	30.5	31.9	34.4	40.7	34.3	36.4	30.2	25.7	20.1	22.1	31.7	26.0

BID/OLADE MODELO DE EXPANSION BAJO INCERTIDUMBRES

*** PLAN DE EXPANSION OBTENIDO ***

COSTO DE INVERSION	:	1871.87 MUS\$
COSTO DE OPERACION	:	1447.25 MUS\$
COSTO TOTAL	:	3319.12 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION	:	32.12 US\$/MWh

NOTAS EXPLICATIVAS DE LOS REPORTES DEL MODPIN:

Período de operación/decisión: Fecha de entrada del proyecto (ordenadas según la fecha de entrada en operación o la fecha de la decisión)

Restricción de entrada: Una (F) indica proyecto en construcción (fecha fija); un (-) indica que el proyecto entra en su fecha mínima; un (+) indica que el proyecto entra en su fecha máxima.

Tipo de proyecto: H-Hidráulico; T-Térmico.

3.3.4. ANALISIS DE RESULTADOS

En función de los escenarios de proyección de la demanda eléctrica y del comportamiento del precio de los combustibles se fueron creando distintos escenarios que podrían presentarse en el futuro.

Resultados del equipamiento en el corto plazo

Los resultados obtenidos con la ejecución del módulo de Planificación bajo Incertidumbre para el sistema eléctrico ecuatoriano se muestran en la **Tabla 3.7**, indican que en el corto plazo el equipamiento es bastante similar para los distintos escenarios de demanda y los casos de precios de combustible planteados.

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN EL ECUADOR (CORTO PLAZO)						
AÑO DE OPERACIÓN	PRECIOS COMBUSTIBLES DEC. 338			PRECIOS COMBUSTIBLES WTI		
	TIPO DE PLANTA	ESCENARIO MEDIO		TIPO DE PLANTA	ESCENARIO MEDIO	
		PROYECTO	MW		PROYECTO	MW
2005	---	---	---	---	---	---
2006	H	SIBIMBE	15,8	H	SIBIMBE	15,8
	H	ABANICO	15	H	ABANICO	15
	T	INTERC. PERU 1	90	T	INTERC. PERU 1	90
2007	H	CALOPE	15	H	CALOPE	15
	T	ARENILLAS	150	T	ARENILLAS	150
	T	INTERC. COLOMBIA 2	250	T	INTERC. COLOMBIA 2	250
2008	H	JONDACHI	18,82	H	JONDACHI	18,82
	H	SAN FRANCISCO	212	H	SAN FRANCISCO	212
	R	E. D. SIERRA	-28,7	R	E. D. SIERRA	-28,7
	R	E. D. COSTA	-83,1	R	E. D. COSTA	-83,1

Tabla 3.7

Nota: H (Hidroeléctrico), T (Termoeléctrico), R (Retiro)

En el año 2005 no se tiene ningún proyecto incorporado, ya que en el Ecuador no existe ningún proyecto en construcción que se lo pueda tomar en consideración para que entre en operación en ese año. Con las condiciones hidrológicas que toma en cuenta el programa, la misma que es una hidrología media, no se tiene déficit de energía en el presente año (2005) y se satisface con el parque generador actual.

Debe recalcar que, a pesar de que el Ecuador sufrió un periodo crítico de estiaje, el módulo utilizado para la planificación de energía no lo consideró, ya que el mismo trabaja con una hidrología dentro de lo históricamente normal dentro de este periodo, además no toma en cuenta los programas de mantenimiento de las centrales térmicas.

Cabe señalar que en los meses de julio a octubre del 2005, en la central hidroeléctrica Paute, se registraron los promedios de caudales históricos más bajos de los últimos 42 años, con respecto al mismo mes en los años anteriores; julio 116 m³/s (segundo caudal más seco), agosto 72 m³/s (tercer caudal más seco), septiembre 55 m³/s (caudal más seco) y octubre 47,8 m³/s (segundo caudal más seco), el mes de noviembre 71,8 m³/s, se acercó al promedio histórico.

La interconexión radial Ecuador – Perú a 230 kV, Machala – Zorritos, actualmente se encuentra construida y operó durante el período del 20 al 26 de mayo de 2005, para suministrar electricidad a la Empresa Eléctrica El Oro, debido a la indisponibilidad del autotransformador ATQ 138/69 kV de la subestación Machala, por falla registrada a las 00:31 horas del 19 de mayo de 2005.

Hasta la fecha no se ha llegado a completar el acuerdo comercial entre los dos países (Ecuador-Perú) para que entre en funcionamiento la interconexión, se espera que las negociaciones se lleguen a concretar en poco tiempo, ya que las autoridades de los dos países se encuentran empeñadas en alcanzar el acuerdo.

El proyecto hidroeléctrico SIBIMBE, de la Empresa Hidalgo & Hidalgo, actualmente tiene un avance de construcción que supera el 90%, se espera entre en operación comercial en el tercer trimestre del 2006. Mientras que el proyecto hidroeléctrico ABANICO de la Empresa privada Hidroabanico, entró en operación comercial en enero del 2006.

Dentro de los proyectos obtenidos en la corrida del modelo en el corto plazo, se encuentran los proyectos hidroeléctricos CALOPE, de la Empresa privada Enermax, y SAN FRANCISCO, de la empresa de economía mixta HIDROPASTAZA, las mismas que se espera entren en operación dentro de los

límites de tiempo establecidos; CALOPE se espera entre en funcionamiento para el cuarto trimestre del 2006, mientras que San Francisco entrará en operación al cien por ciento de su capacidad a mediados del 2007.

El modelo plantea el ingreso del proyecto térmico Arenillas, el mismo que se planteó para operar con gas natural proveniente del Perú. Se ha venido realizando un estudio de Factibilidad Técnica para la importación de gas natural del Perú, con lo cual se espera disminuir el costo de generación de energía eléctrica en el Ecuador.

El refuerzo de la línea de Interconexión Ecuador – Colombia, se encuentra en plena ejecución y de acuerdo con el cronograma estará listo para entrar en operación en el segundo trimestre del 2007. Este nuevo enlace permitirá una transferencia total de potencia de 500 MW y que contribuirá a superar el déficit de energía en el corto plazo. Si bien esto implica incrementar la dependencia de Colombia para el abastecimiento, las nuevas centrales que entrarán en operación con las nuevas inversiones que se espera se lleguen a concretar, esta dependencia disminuirá y de llegarse a concretar la construcción de proyectos importantes, se espera que el Ecuador se convierta en un país exportador de energía.

En el presente estudio se ha previsto eliminar pequeñas centrales térmicas ineficientes que se encuentran operando y que pertenecen principalmente a algunas empresas de distribución, para dar paso a nuevas centrales eficientes y de menor costo de operación, como son las hidroeléctricas y centrales basadas en energías renovables.

Resultados del equipamiento en el mediano y largo plazo

Si se considera el escenario de *demanda media* como el más probable para nuestro análisis y considerando la información existente en el CONELEC, se propone el plan indicativo que se muestra en la **Tabla 3.6**, en la que se presentan resultados para los dos casos planteados, el primero considerando los precios de los combustibles de acuerdo al Decreto Ejecutivo 338, y el segundo tomando en cuenta los precios internacionales de los combustibles.

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN EL ECUADOR							
AÑO DE OPERACIÓN	PRECIOS COMBUSTIBLES DEC. 338			PRECIOS COMBUSTIBLES WTI			
	TIPO DE PLANTA	ESCENARIO MEDIO		TIPO DE PLANTA	ESCENARIO MEDIO		
		PROYECTO	MW		PROYECTO	MW	
2006	H	SIBIMBE	15,8	H	SIBIMBE	15,8	
	H	ABANICO	15	H	ABANICO	15	
	T	INTERC. PERU 1	90	T	INTERC. PERU 1	90	
2007	H	CALOPE	15	H	CALOPE	15	
	T	ARENILLAS	150	T	ARENILLAS	150	
	T	INTERC. COLOMBIA 2	250	T	INTERC. COLOMBIA 2	250	
2008	H	JONDACHI	18,82	H	JONDACHI	18,82	
	H	SAN FRANCISCO	212	H	SAN FRANCISCO	212	
	R	E. D. SIERRA	-28,7	R	E. D. SIERRA	-28,7	
	R	E. D. COSTA	-83,1	R	E. D. COSTA	-83,1	
2009	H	SABANILLA	19,9	H	PILALO 3	10,8	
	H	PILALO 3	10,8	H	MAZAR	190	
	H	MAZAR	190				
2010	H	ABITAGUA	177	H	ABITAGUA	177	
	H	QUIJOS	39,6	H	TIGRILLOS	49,6	
				H	QUIJOS	39,6	
				H	SIGCHOS	18	
2011	H	CODO SINCLAIR	432	H	CODO SINCLAIR	432	
2013	H	SOPLADORA	312	H	SOPLADORA	312	
2015	H	TIGRILLOS	49,6				
2017	H	SARAPULLO	27				
2018	H	CARDENILLO	327	H	SAN MIGUEL	704	
	H	TANISAGUA	50				
	H	MILPE SALOYA	31,9				
2019	---	---	---	---	---	---	
TOTAL INSTALADO (MW)			2321,62	TOTAL INSTALADO (MW)			2587,82

Tabla 3.6

Nota: H (Hidroeléctrico), T (Termoeléctrico), R (Retiro)

En el mediano plazo (2009 – 2013), los planes indicativos de expansión, en los dos casos tienen una potencia de instalación semejante (alrededor de 1200 MW). Además se observa que todos los proyectos considerados son hidroeléctricos.

Dentro del mediano plazo uno de los principales proyectos que se está llevando a cabo en el país es el proyecto Mazar, el mismo que afirmará la generación de la central Paute – Molino, ubicada aguas abajo; y retendrá buena parte de los sedimentos que actualmente llegan al embalse de esta central.

Además, los planes obtenidos incluyen en el mediano plazo proyectos de pequeña, mediana y gran capacidad. En el **Anexo 3.1** se detallan las principales características de estos proyectos.

En el largo plazo (2014 – 2019), en el caso del precio internacional de combustibles tenemos la inclusión de un gran proyecto hidroeléctrico, como es el San Miguel de 704 MW, ubicado en la provincia de Morona Santiago.

Para el caso de combustibles subsidiados, el modelo incluye proyectos de mediana capacidad, los mismos que tienen más viabilidad de ejecución por parte de la iniciativa privada. En el **Anexo 3.1** se detallan las principales características de estos proyectos.

Costos de los planes de Expansión

Caso 1

La **Tabla 3.7** presenta un resumen de los costos de inversión y operación, para cada uno de los escenarios de demanda establecidos, en el caso de precios de combustibles subsidiados de acuerdo al Decreto Ejecutivo 338.

ESCENARIO DE DEMANDA	MENOR	MEDIO	MAYOR
TOTAL INSTALADO (MW)	2101.90	2321,62	3033.62
COSTO INVERSION (10 ⁶ US\$)	1365.59	1596,81	1874.84
COSTO OPERACION (10 ⁶ US\$)	1084.04	1216,81	1306.88
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	2449.63	2813,63	3181.72

Tabla 3.7

Caso 2

La **Tabla 3.8** presenta un resumen de los costos de inversión y operación, para cada uno de los escenarios de demanda establecidos, en el caso de precios de combustibles internacionales WTI.

ESCENARIO DE DEMANDA	MENOR	MEDIO	MAYOR
TOTAL INSTALADO (MW)	2016.12	2587.82	3078.72
COSTO INVERSION (10 ⁶ US\$)	1362.83	1644.96	1871.87
COSTO OPERACION (10 ⁶ US\$)	1177.06	1276.61	1447.25
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	2539.89	2921.58	3319.12

Tabla 3.8

En la **Tabla 3.7** y **Tabla 3.8** presentadas, se puede apreciar que los costos de operación para el caso de combustibles a precio internacional son más altos que para el caso de combustibles subsidiados, esto se debe al hecho que los precios de combustibles son los que más inciden en los costos variables de producción.

CAPITULO 4

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS DE LOS PLANES DE EXPANSION

Para el análisis de los planes de expansión obtenidos, se utilizó el módulo de despacho hidrotérmico del modelo SUPER. Los datos para la ejecución de éste modulo provienen de los módulos de interfaz ya analizados, como son: módulo de demanda (MODDEM), módulo hidrológico (MODHID) y modulo de planificación bajo incertidumbre (MODPIN).

En la planificación de la operación de un sistema hidrotérmico se tiene como objetivo determinar, en cada etapa de análisis, metas de generación para cada central del sistema, que satisfagan la demanda y minimicen el valor esperado del costo de operación a lo largo del período de estudio. Este costo está formado por el costo variable del combustible de las centrales térmicas y el costo del desabastecimiento de energía eléctrica, expresado como una térmica ficticia.

Balances de Energía

En las **Tablas 4.1 y 4.2**, se presenta el balance de energía para los dos casos de precios de combustibles respectivamente, considerando el escenario de demanda medio. El balance de energía con hidrología media, indica la forma como podrían operar las centrales del sistema. La producción de cada central ha sido calculada con base en 100 series de caudales sintéticos, generadas para cada una de los proyectos considerados en el plan de expansión indicativo.

BALANCE DE ENERGÍA (GWh), CASO: PRECIOS DE COMBUSTIBLE DECRETO 338, ESCENARIO MEDIO

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Oferta Hidroeléctrica	7359.4	8012.1	7625.8	9457.3	10553.4	13131.1	15239	16031.5	17922.1	18763.3	19510.3	20011.8	20482.5	22320.5	23105.6
Existente	7359.4	7782.7	7324.3	7543.1	7494.4	8041	7412.5	7787.1	7588.3	7939.4	8076.7	8285.3	8415.5	7860.7	7817.4
Futura	0	229.4	301.5	1914.2	3059	5090.1	7826.5	8244.4	10333.8	10823.9	11433.6	11726.5	12067	14459.8	15288.2
Oferta Termoeléctrica	3581.6	3001.4	2817.6	2435.6	2253.6	1789.3	1197.3	1162.4	566.8	530.2	605.3	885.9	1224.1	637.1	811.1
Existente	3581.6	3001.4	1549	1196.9	1047	690	337.9	344.6	214.6	210.6	249.7	421.3	628.2	317.7	467
Futuro	0	0	1268.6	1238.7	1206.6	1099.3	859.4	817.8	352.2	319.6	355.6	464.6	595.9	319.4	344.1
Interconexiones	1886.6	2542.1	3823.7	3140.8	3007.5	1686.9	982.7	1062.9	626.9	709.4	804.5	955.9	1113.1	859.3	920.1
Colombia	1886.6	1787	3069.7	2443.9	2323.1	1061.5	509.4	644.9	443.7	539.5	619	714	830.5	684.3	683.9
Perú	0	755.1	754	696.9	684.4	625.4	473.3	418	183.2	169.9	185.5	241.9	282.6	175	236.2
Total Oferta	12827.6	13555.6	14267.1	15033.7	15814.5	16607.3	17419.0	18256.8	19115.8	20002.9	20920.1	21853.6	22819.7	23816.9	24836.8
Demanda	12827.6	13555.6	14267.1	15033.7	15814.5	16607.3	17419.0	18256.8	19115.8	20002.9	20920.1	21853.6	22819.7	23816.9	24836.8

Tabla 4.1

BALANCE DE ENERGÍA (GWh), CASO: PRECIOS DE COMBUSTIBLES WTI, ESCENARIO MEDIO

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Oferta Hidroeléctrica	7367.3	7997.1	7523.4	9440.3	10549.9	13385.4	15530	16347.8	18098.1	18942.9	19545.8	19985.8	20380.9	22576.1	23412.2
Existente	7367.3	7767.8	7226.4	7529.6	7492	7858.2	7302.6	7677	7439.4	7781.2	8031	8213.9	8384	7356.5	7333.5
Futura	0	229.3	297	1910.7	3057.9	5527.2	8227.4	8670.8	10658.7	11161.7	11514.8	11771.9	11996.9	15219.6	16078.7
Oferta Termoeléctrica	3536.9	2959.7	2842.2	2433.3	2304.7	1667	1101.3	1008	491.3	450.7	587.3	901.5	1317.3	572	609.9
Existente	3536.9	2959.7	1572.3	1195	1086.1	590.6	293.6	286.5	199.6	186.8	243.1	421.8	670.3	235.1	260.7
Futuro	0	0	1269.9	1238.3	1218.6	1076.4	807.7	721.5	291.7	263.9	344.2	479.7	647	336.9	349.2
Interconexiones	1923.5	2598.8	3901.7	3160.2	2960.6	1555.3	787.8	901.2	526.9	609	786.6	965.7	1122.8	668.5	815.3
Colombia	1923.5	1840.2	3147.1	2463	2272.1	955.8	396.5	537.4	372.2	463.3	607.7	716.9	831.2	493.6	628.8
Perú	0	758.6	754.6	697.2	688.5	599.5	391.3	363.8	154.7	145.7	178.9	248.8	291.6	174.9	186.5
Total Oferta	12827.7	13555.6	14267.3	15033.8	15815.2	16607.7	17419.1	18257.0	19116.3	20002.6	20919.7	21853.0	22821.0	23816.6	24837.4
Demanda	12827.7	13555.6	14267.3	15033.8	15815.2	16607.7	17419.1	18257.0	19116.3	20002.6	20919.7	21853.0	22821.0	23816.6	24837.4

Tabla 4.2

En la **Figura 4.1**, se muestra la composición de energía para el plan indicativo de expansión, en el caso de precios de combustibles subsidiados y un escenario de proyección de demanda medio.

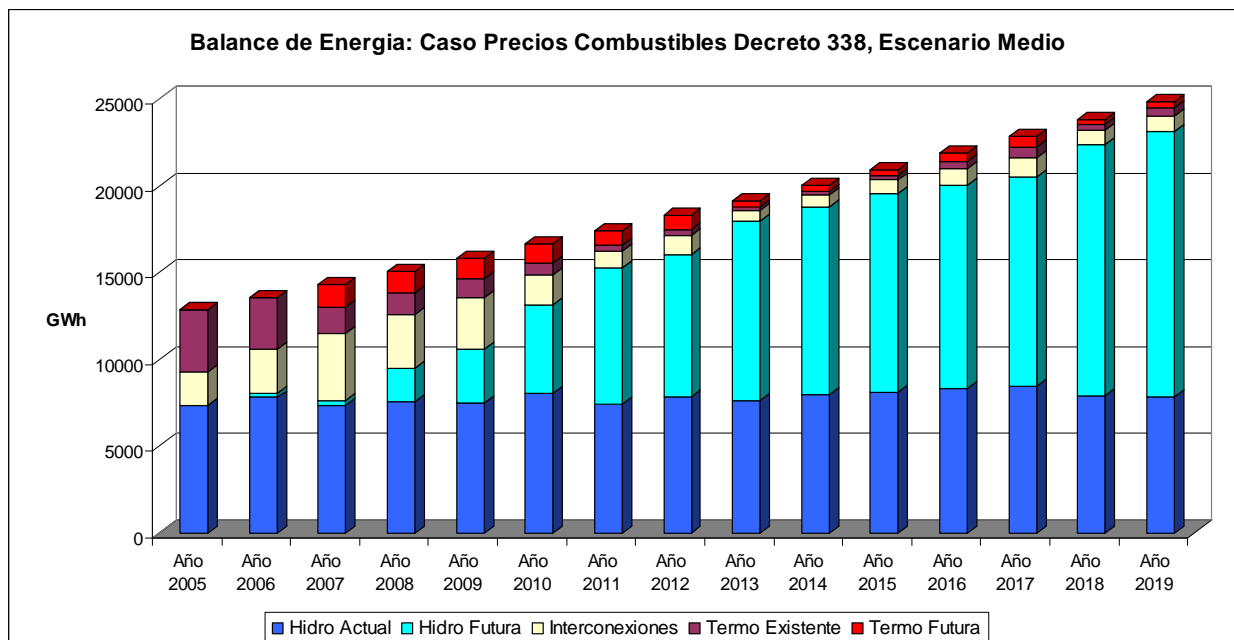


Figura 4.1

Se observa que la producción de las centrales térmicas existentes empiezan a reducirse significativamente a partir del año 2007, la producción de las mismas llega a reducirse en un porcentaje considerable (alrededor de 50%), y en los años siguientes sigue decreciendo, esto gracias al ingreso de centrales hidroeléctricas en el mediano y largo plazo.

Las interconexiones ayudan a satisfacer la demanda en el corto plazo, pero se observa que en el mediano y largo plazo la energía importada disminuye, lo que nos hace pensar que en el Ecuador con todo el potencial hídrico que cuenta, podría llegar a pasar de un país importador de energía a un país exportador de energía.

En la **Figura 4.2**, se muestra la composición de energía para el plan indicativo de expansión, en el caso de precios de combustibles internacionales y un escenario de proyección de demanda medio.

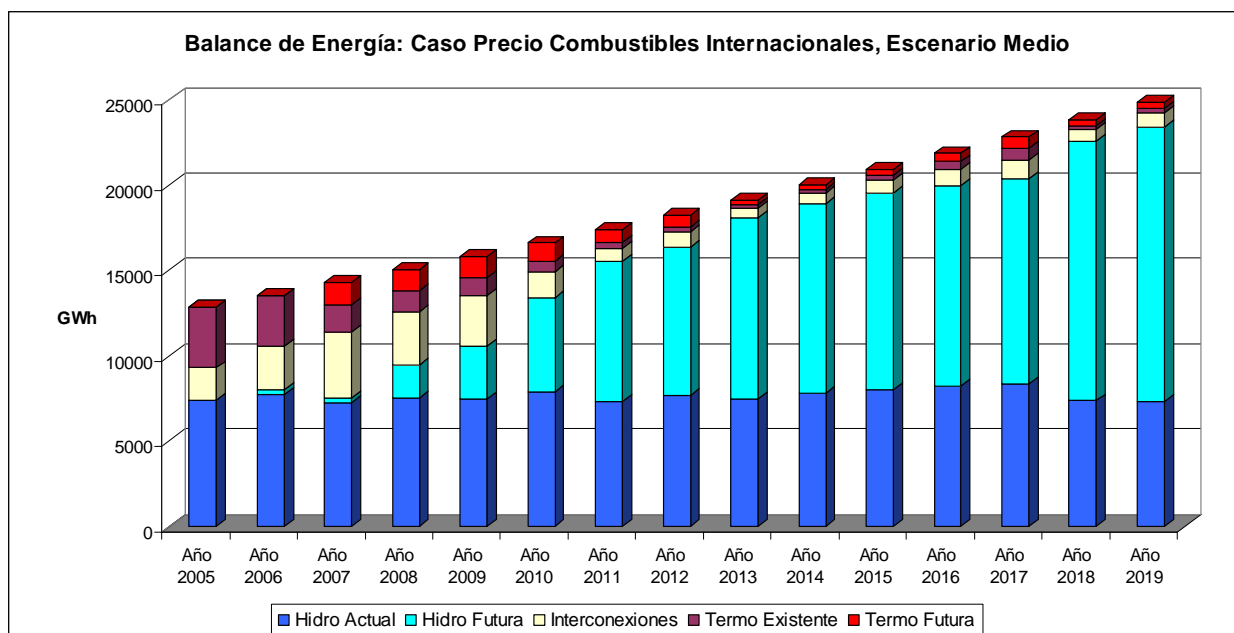


Figura 4.2

De igual forma que en el caso anterior, se observa que la producción de las centrales térmicas existentes empieza a reducirse significativamente en el año 2007 (alrededor del 50%), y en los años siguientes sigue decreciendo, esto gracias al ingreso de centrales hidroeléctricas en el mediano y largo plazo.

Las interconexiones ayudan a satisfacer la demanda en el corto plazo, pero se observa que en el mediano y largo plazo la energía importada disminuye, lo que nos hace pensar que en el Ecuador con todo el potencial hídrico que cuenta, podría llegar a pasar de un país importador de energía a un país exportador de energía.

De los resultados obtenidos para los dos casos planteados, las centrales hidroeléctricas son las más atractivas para el sistema, ya que sus costos variables de producción son mínimos.

Algunos proyectos hidroeléctricos no aparecen como solución en ninguno de los casos estudiados, como por ejemplo el proyecto Toachi Pilatón, lo cual demuestra que el modelo no lo considera como el proyecto más adecuado para una condición óptima, dadas las condiciones preestablecidas.

Costos marginales de operación

Se entiende por costo marginal la relación entre un incremento del costo total en el sistema de generación, necesario para abastecer un incremento del mercado de energía eléctrica.

El costo marginal de corto plazo es el costo por unidad de energía producida incurrido al atender un incremento de carga del sistema a través de los medios ya existentes, es decir, sin adicionar nueva inversión en el parque de generación. El incremento de carga es abastecido, a través de la disminución de vertimientos en las centrales hidroeléctricas existentes, a través de una mayor generación en las centrales termoeléctricas existentes o a través de un aumento del déficit esperado.

En el planeamiento de la operación, el costo marginal de operación o de corto plazo puede ser calculado en función del horizonte de estudio considerado y del grado de incertidumbre en la representación de las condiciones operativas.

Para cada uno de los casos analizados se ha determinado valores mensuales promedios, en los bloques horarios de punta, demanda media y base de los costos marginales de operación del sistema.

A continuación se presentan las tablas y gráficas para los costos marginales de operación promedios del sistema.

Caso 1

En la **Tabla 4.3** se muestra los costos marginales de operación promedios para el sistema eléctrico ecuatoriano, incluyendo los costos marginales históricos (2000-2004), para el caso de precios de combustible subsidiados.

COSTOS MARGINALES DE OPERACIÓN (\$/MWh)													
CASO: PRECIOS DE COMBUSTIBLE DECRETO 338, ESCENARIO MEDIO													
PROMEDIOS DEL SISTEMA													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2000	22.5	20.5	4.6	4.4	5.5	5.1	10.1	25.6	36.6	48.7	99.5	81.2	30.4
2001	67.7	70.3	71.3	35	38.5	29.1	23	28.8	73.3	82.9	74.4	55.4	53.8
2002	63.6	59.4	71.5	46	22.3	41.6	14.7	22.6	85.7	68.3	25	56.5	48.1
2003	88.1	88.7	76.1	55	30.5	47.1	34	58.2	59.9	72.4	59.1	43.2	59.3
2004	61.3	86.6	53.9	58.9	42.2	20.8	34.1	49.2	75.7	92.2	106	80.2	63.4
2005	61.2	57.1	50.9	47.9	47	45.3	45.3	51.5	55.9	61.6	64.6	64.3	54.4
2006	60.8	55.3	50	45.9	43.8	42.8	43.4	46.7	52.1	54.5	55.7	54.6	50.5
2007	46.9	41.9	38.4	36.2	36.6	36	33.6	34.7	38.6	41.6	44.2	43.7	39.4
2008	39.1	36	34.7	32.1	30.7	31.1	31	33.4	34.6	39	39	42.2	35.3
2009	37.7	34.5	32.6	30.8	30.4	30.1	29.7	31.3	33.6	36.1	36.4	36.3	33.3
2010	32.7	31	29.3	27.1	27.1	24.7	25.3	28	32	32.8	32.3	32.4	29.6
2011	27.2	25.8	22.8	21.1	19.4	17	16.2	17.4	22.3	26.2	27.5	27.7	22.5
2012	26.9	25.6	23.7	21.6	20.2	20.2	18.8	20.5	21.5	23	25.3	24.2	22.6
2013	20.9	14.7	11.3	8.6	7.5	7.7	7.8	9.2	12.2	15.8	17.4	16.8	12.5
2014	15.7	13.9	11.6	8.5	7.7	7.3	7.2	9.1	11.8	15.5	19.9	18.3	12.2
2015	15.6	12.9	11.2	11.4	11.2	10.3	7.8	9.6	13.1	18.1	21.7	20.7	13.6
2016	19.8	18.4	16.5	13.7	13.2	13.1	12.7	14.7	17	23.2	26.3	28.3	18.1
2017	24.5	22.7	26.1	18	22.6	15	22	23.4	20.8	26.9	30.4	30.8	23.6
2018	22.4	14.1	10.2	9.7	8.7	9	8.8	9.5	12.1	16.3	19.9	19.8	13.4
2019	18.3	15	13.8	12.5	10.9	11.1	9.7	10.9	14.2	19	22.5	24.2	15.2

Tabla 4.3

Para el caso de precios de combustibles subsidiados (escenario actual), los valores de costos marginales de operación no son necesariamente iguales de los que actualmente se presenta en el mercado ocasional, debido principalmente a que el programa SUPER es un modelo energético que no considera ciertos aspectos como: restricciones de la red de transmisión, períodos de mantenimiento de las centrales térmicas, etc.

Caso 2

En la **Tabla 4.4** se muestra los costos marginales de operación promedio para el sistema eléctrico ecuatoriano, incluyendo los costos marginales históricos (2000-2004), para el caso de precios de combustibles internacionales.

COSTOS MARGINALES DE OPERACIÓN (\$/MWh)													
CASO: PRECIOS DE COMBUSTIBLE INTERNACIONALES, ESCENARIO MEDIO													
PROMEDIOS DEL SISTEMA													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2000	22.5	20.5	4.6	4.4	5.5	5.1	10.1	25.6	36.6	48.7	99.5	81.2	30.4
2001	67.7	70.3	71.3	35	38.5	29.1	23	28.8	73.3	82.9	74.4	55.4	53.8
2002	63.6	59.4	71.5	46	22.3	41.6	14.7	22.6	85.7	68.3	25	56.5	48.1
2003	88.1	88.7	76.1	55	30.5	47.1	34	58.2	59.9	72.4	59.1	43.2	59.3
2004	61.3	86.6	53.9	58.9	42.2	20.8	34.1	49.2	75.7	92.2	106	80.2	63.4
2005	77	72.5	69.8	66.7	65.3	62.7	62.7	70.7	77.4	85.2	88.7	90.7	74.1
2006	79.5	71.6	69.3	63.9	60.8	58.8	58.8	64	72.6	74.3	75.4	75.5	68.7
2007	57.9	47.7	44.2	40.1	40.9	40.1	36.8	37.6	42	46	49	48.2	44.2
2008	42.8	39.2	38.1	34.9	33.6	34.2	33.8	36.3	37.8	42.5	42.5	46	38.5
2009	40.9	37.4	35.6	33.5	34.3	32.7	32.2	33.9	36	38.7	38.9	39	36.1
2010	31.1	28.9	28.3	27.4	24.8	24.1	23.8	26.1	31	34.1	33.7	32.8	28.8
2011	26.2	24.5	22.3	19.8	18.2	16	14.7	15.9	20.9	24.3	25.5	25.8	21.2
2012	25.1	24	22.3	20.2	19	18.9	17.6	19.6	20.6	21.5	22.9	22.7	21.2
2013	20.2	12.9	9.7	7.5	6.6	6.9	6.9	7.8	9.9	13.3	14.6	14.2	10.9
2014	13.4	12	9.6	7.3	6.9	6.7	6.6	7.9	10.5	13.6	15.5	17.2	10.6
2015	14.5	11.9	10.4	11	11.1	10.2	7.7	9.6	13.3	18.3	24.4	23.6	13.8
2016	20.5	21.4	19	16.3	15.6	15.5	15.3	17.2	19.9	26.4	29.4	31.2	20.6
2017	32.5	27.9	29.8	21.6	25.7	18.1	24.8	26.3	23.8	29.8	33.7	34.1	27.4
2018	22.2	13.3	9	7.3	6.4	6.7	6.6	8.2	9.7	14.5	18.2	18.3	11.7
2019	16.5	12.3	11.2	8.7	7.4	7.5	7	8.9	11.5	17.9	25.3	22.1	13

Tabla 4.4

En el caso de precios internacionales de combustibles (**Tabla 4.4**), los costos marginales de operación, en los primeros años de estudio, estarían por encima de los costos marginales encontrados para el Caso 1. Esto debido a que los precios internacionales del diesel, bunker y nafta son más elevados que los subsidiados, y los costos variables de producción de las centrales térmicas depende principalmente del precio de los combustibles.

Los valores promedio de los costos marginales anuales muestran una tendencia a la baja. Esto se debe a que las nuevas centrales que considera el plan de expansión obtenido son plantas hidroeléctricas de bajo costo variable y centrales térmicas más eficientes.

4.2. EVALUACIÓN DEL MODELO

El módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN, permite encontrar resultados satisfactorios para cubrir el crecimiento del sistema eléctrico ecuatoriano en condiciones de mínimo costo y con un cierto grado de confiabilidad, es decir que reduce al mínimo la suma de los costos de inversión y los de operación del sistema. Como su nombre lo indica, un plan de mínimo costo es aquel que presenta el menor valor presente de la suma de los costos de inversión y operación para un determinado período, a una cierta tasa de descuento y para un escenario conocido de demanda. Las estrategias de expansión corresponden a planes robustos ante la presencia de incertidumbres en variables tales como la demanda, los precios de los combustibles y los períodos de ejecución de los proyectos.

La comparación económica de los proyectos candidatos requiere la proyección de la producción de la planta y los gastos de explotación a lo largo del horizonte de planificación (típicamente quince a veinte años) y de la valoración de sus costos de inversión, incluyendo arreglos del financiamiento.

Es un modelo donde se tiene que definir un conjunto de datos referentes al sistema de generación existente y a los futuros proyectos tanto hidroeléctricos como termoeléctricos.

El modelo permite definir proyectos de pequeña capacidad (menores de 10 MW) y plantas no convencionales (solares, eólicas, etc.), mediante los predespachos, los mismos que se efectúan sobre los modelos de carga diaria.

Es un modelo que utiliza el costo de déficit como criterio de optimización y no el margen de reserva, siendo este último el resultado del proceso de optimización. No hay duda que en el Ecuador se necesita un estudio de costo de energía no suministrada, ya que un mejor conocimiento de los costos de déficit sería un dato muy valioso para la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, tanto a nivel de generación como de transmisión y distribución.

Aunque el modelo no calcula el LOLP (Loss Of Load Probability – Probabilidad de pérdida de carga), si obtiene la energía no servida y la probabilidad de déficit medida en término de las series hidrológicas que aparecen con déficit.

Los niveles de coordinación entre la operación y la planificación son independientes de los escenarios de demanda; sin embargo, mientras mayor sea el crecimiento de la demanda mayor será la necesidad de coordinar la operación y la planificación del sistema. Una opción sería trabajar con un escenario base de coordinación en la operación y en la planificación, como es el escenario de demanda medio y luego hacer ajustes para los escenarios alto y bajo en la medida de los requerimientos de estos escenarios, sobre todo para el escenario de demanda alto.

Las simulaciones detalladas de los balances de energía y costos marginales de operación, corresponden a los despachos de los planes obtenidos con el fin de evaluar en algo su grado de confiabilidad, el mismo que no es posible obtener con el modelo de planificación.

El modelo presenta algunas desventajas con respecto a la confiabilidad del sistema, las mismas que se mencionan a continuación:

El análisis que realiza el modelo de planificación es energético, así que no toma en cuenta el efecto de la red de transmisión, es decir, se necesita otro modelo que indique si el sistema requiere de un mayor equipamiento de la red mediante la adición de nuevas líneas y subestaciones hacia los centros de carga, para evitar el estrangulamiento de la misma.

La hidrología que maneja el modelo tiende a una probabilidad de ocurrencia del 50%, es decir, es una hidrología media, lo cual en el Ecuador ha variado significativamente en los últimos años. La tendencia hidrológica sobre todo en la principal central hidroeléctrica Paute, en los últimos años, es crítica en los periodos de estiaje (octubre-marzo). Por tal razón el modelo debería ser capaz de trabajar con cualquier tipo de probabilidad de ocurrencia hidrológica.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El modelo SUPER-OLADE, a través de sus diferentes módulos, en especial el módulo de Planificación bajo Incertidumbre, MODPIN, es una herramienta de uso recomendable en la planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica, que permite obtener resultados que satisfacen el crecimiento de la demanda, en condiciones de mínimo costo y con un grado de confiabilidad razonable.
- Los planes de expansión que se han obtenido en este trabajo, son el resultado de un proceso de optimización técnico – económica, para diferentes escenarios de demanda y comportamiento de los precios de los combustibles, basado en la minimización del valor presente de los costos de inversión y operación y mantenimiento, partiendo de una base de proyectos comprometidos y candidatos, de acuerdo con sus características técnicas y económicas.
- Los resultados del modelo de optimización, muestran en el mediano y largo plazo, un cambio en la composición de la matriz de oferta de energía, que en la actualidad tiene un componente importante de generación termoeléctrica, por otra, con una alta incidencia de generación hidroeléctrica, situación que incide de manera directa en la reducción de los costos marginales de operación.
- Los planes de expansión de largo plazo no constituyen una “camisa de fuerza” sino una señal. Dada la gran incertidumbre de algunas de las variables consideradas en el estudio, los resultados muestran la tendencia de las nuevas inversiones y entregan pautas para que los sectores interesados, públicos o privados, tomen sus respectivas decisiones. Su implementación depende además de otro tipo de factores externos al

sector eléctrico, como pueden ser: situación política, decisiones gubernamentales que afecten las condiciones de inversión, riesgo país, seguridad jurídica, entorno internacional, etc., los cuales podrían afectar el cumplimiento de objetivos tales como; satisfacción de la demanda, mejorar niveles de seguridad, reducción de precios de la energía, etc., con los efectos consecuentes para la economía del país y de los hogares.

- En el modelo se pudo determinar que los altos precios de la energía en el Ecuador, tienen una relación directa con la composición del parque generador, pues mientras se incorporan nuevas unidades de generación hidroeléctrica, sobre la base del modelo de optimización, los costos marginales de operación van disminuyendo. Los resultados permiten ratificar la necesidad de que el Ecuador aproveche el potencial hidroeléctrico que posee y que se fomente el desarrollo de este tipo de generación, sea por iniciativa privada o con la participación directa del Estado.
- Otro factor a considerar en una estrategia de expansión de la generación, es la seguridad en el suministro, a través de la reducción de los niveles de dependencia que se tiene en la actualidad con respecto a factores como: hidrología, provisión de combustibles y riesgos en la interconexión. La construcción de centrales hidroeléctricas de mediana y gran capacidad, así como también la implementación de centrales de ciclo combinado, permitirán al país reducir estos niveles de dependencia y mejorar las condiciones de seguridad en el suministro.

5.2. RECOMENDACIONES

- Para analizar mejor la confiabilidad de los planes indicativos de expansión obtenidos, se recomienda complementar los estudios con modelos que también tomen en cuenta las restricciones de la red de transmisión y los programas de mantenimiento de las centrales térmicas.
- Para el desarrollo adecuado de la generación en el Ecuador, las instancias de decisión política deben buscar e implementar soluciones de largo plazo, que permitan superar la crisis financiera que atraviesa el sector eléctrico, para dar señales realmente efectivas que permitan atraer la inversión privada, o bien, adoptar una posición soberana, de orientar los recursos que actualmente los destina a subsidios, hacia proyectos de generación, siguiendo obviamente las señales que proporcionan este tipo de estudios.
- El CONELEC, debe complementar los estudios para la determinación del Costo de Energía No Suministrada (CENS). No hay duda que un mejor conocimiento de los costos de déficit sería un dato muy valioso para la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, tanto a nivel de generación como de transmisión y distribución.
- Estos estudios deben ser complementados con políticas de desarrollo energético establecidas al más alto nivel, para lo cual es imprescindible que se emprenda en un gran proyecto nacional para la determinación de una matriz energética, que conjugue aspectos técnicos, económicos, de seguridad y cumplimiento de la normatividad ambiental.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ley de Régimen del Sector Eléctrico del Ecuador.
- [2] CONELEC, Plan de Electrificación del Ecuador 2004-2013
- [3] OLADE, “Expansión de la generación del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador”, Quito, Diciembre 2001
- [4] UPME, Plan de Expansión de Referencia de Colombia 2004-2013
- [5] OLADE, Manuales de referencia del modelo SUPER Versión 5.0.
- [6] OLADE, Manuales de usuario del modelo SUPER Versión 5.0.
- [7] CONELEC, Catalogo Resumen de la Generación de Energía Eléctrica en el Ecuador, Año 2005
- [8] CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Año 2003
- [9] CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Año 2004
- [10] CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Primer Semestre Año 2005
- [11] CENACE, Plan de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, Julio 2005 – Junio 2006.
- [12] CENACE, Plan de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, Octubre 2005 – Septiembre 2006.
- [13] CENACE, Informe Anual de Operación del Centro Nacional de Control de Energía, Año 2004.
- [14] LARREATEGUI S. ÁLVARO, “Planificación de la Expansión de la generación eléctrica utilizando un modelo de programación estocástica a etapas múltiples”, Quito, Febrero 2002
- [15] MILLÁN J., CAMPO R., SÁNCHEZ G., “A modular system for decision-making support in generation expansion planning”, www.risklimited.com
- [16] COHEN, A., “A Branch and Bound Algorithm for Unit Commitment”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, No 2, 1983.
- [17] RUDNICK H., SILVA C., PALMA R., “Descomposición de Benders en Optimización de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Universidad Católica de Chile, 1995.

- [18] Apuntes de Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia y Mercado Eléctrico Mayorista.
- [19] Datos constantes en las siguientes páginas Web o sus enlaces, que se pueden encontrar en Internet:

Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC: www.conelec.gov.ec

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE: www.cenace.org.ec

ANEXOS

ANEXO 1.1 (1/4)

POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA					
Unidades de Empresas Eléctricas Generadoras del SNI					
EMPRESA	CENTRAL	TIPO DE COMBUSTIBLE	UNIDAD	NOMINAL	EFFECTIVA
CATEG-G	Álvaro Tinajero	Diesel	G1-CAT	54	46.5
			G2-CAT	40.8	35
	Anibal Santos (G)	Diesel	G1-CAS	22.65	20
			G2-CAS	22.3	20
			G3-CAS	15	14
			G5-CAS	23.7	18
			G6-CAS	23.12	19
Anibal Santos (V)	Fuel Oil	V1-CAS	34.5	33	
Ecoluz	Loreto	Agua	G2	2.3	2.11
Elecaastro	Coyoctor	Agua	G1	0.36	-
			G1	4	4
	Saucay	Agua	G2	4	4
			G3	8	8
			G4	8	8
			G1	1.26	1.26
	Saymirín	Agua	G2	1.26	1.26
			G3	1.96	1.96
			G4	1.96	1.96
			G5	4	4
			G6	4	4
	Sumblid	Agua	G1	0.2	-
	Monay	Diesel	G1	1.5	1
			G2	1.5	1
			G3	1.5	1
			G4	2.38	1.6
			G5	2.38	1
G6			2.38	1.6	
G1			4.8	4.8	
El Descanso	Fuel Oil	G2	4.8	4.8	
		G3	4.8	4.8	
		G4	4.8	4.8	
		G1	26.27	24	
Electroguayas	Gonzalo Zevallos (G)	Diesel	TG4	26.27	24
			TG5	102	96
	Pascuales(E. García)	Diesel	TV2	73	73
			TV3	73	73
	Gonzalo Zevallos (V)	Fuel Oil # 4	TV1	133	132
Electroquil	Electroquil	Diesel-Gas	1	45	45
			2	46	46
			3	45	45
			4	45	45
EMAAP-Q	El Carmen	Agua	N.1	8.3	8.2
Hidroagoyán	Agoyán	Agua	U1	80	78
			U2	80	78
	Pucará	Agua	U1	36.5	34
			U2	36.5	34
Hidronación	M. Laniado	Agua	U1	71	71
			U2	71	71
			U3	71	71
Hidropaute	Paute Molino	Agua	1	100	100
			2	100	100
			3	100	100
			4	100	100
			5	100	100
			6	115	115
			7	115	115
			8	115	115
			9	115	115
			10	115	115
Intervisa Trade	Victoria II	Nafta	1	105	102
Machala Power	Bajo Alto 1	Gas Natural	A	70	70
			B	70	69.5
Termoesmeraldas	Termoesmeraldas	Fuel Oil	1	132.5	131
Termopichincha	Sta. Rosa	Diesel	TG1	17.1	17
			TG2	17.1	17
			TG3	17.1	17
	Guangopolo	Bunker-Diesel	U1	5.2	5.2
			U2	5.2	5.2
			U3	5.2	5.2
			U4	5.2	5.2
Ulysseas Inc.	Power Barge I	Bunker-Diesel	U5	5.2	5.2
			U6	5.2	5.2
TOTAL				2,915.75	2,853.84

ANEXO 1.1 (2/4)

POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA					
Unidades de Empresas Eléctricas Distribuidoras del SNI					
EMPRESA	CENTRAL	TIPO DE COMBUSTIBLE	UNIDAD	NOMINAL	EFFECTIVA
Ambato	Península	Agua	1	1.5	1.5
			2	0.5	0.4
			3	0.5	0.5
			4	0.5	0.4
	Batán	Diesel	1	0.47	0.38
			2	0.47	0.38
			3	1.5	1.2
			4	2.98	2.38
	Lligua	Diesel	1	2.5	1.8
			2	2.5	1.8
	Tena	Diesel	1	1.32	-
			2	1.32	-
Bolívar	Chimbo	Agua	3	0.56	0.45
			4	1.1	0.88
			5	0.24	0.2
	Guaranda	Diesel	1	1.58	1.26
2			0.97	0.77	
Centro Sur	Macas	Diesel	A1	1.14	0.6
			A2	1.14	0.6
			GM1	2.5	1.5
Cotopaxi	Illuchi No.1	Agua	1	0.7	0.6
			2	0.7	0.6
			3	1.4	1.4
			4	1.4	1.4
	Illuchi No.2	Agua	1	2.6	2.6
			2	2.6	2.6
El Oro	Machala	Diesel	4	2.5	2
			5	2.5	2
	El Cambio (Colin Lockett)	Diesel-Fuel Oil	3	5.45	4.6
			4	5.45	4.3
Esmeraldas	La Propicia	Diesel	1	4.42	3.6
			2	4.42	3.6
	San Lorenzo	Diesel	1	1.1	0.9
Los Ríos	Centro Industrial	Diesel	1	2.87	2.4
			2	2.87	2.42
			3	2.87	2.5
			4	2.87	2.45
Manabí	Miraflores	Diesel	1	3.4	-
			2	3.4	-
			3	3.4	-
			4	3.4	-
			7	2.5	2
			8	2.5	2
			9	2.5	2
			10	2.5	2
			11	6	5
			12	6	5
			13	2.5	2
			14	2.5	2
			15	2.5	2
			16	2.5	-
			18	2.5	-
22	2.5	-			
Milagro	Milagro	Diesel	3	2.5	-
			4	2.5	-
			5	2.5	-
			6	2.5	-
			7	2.5	-
			8	2.5	-

ANEXO 1.1 (3/4)

POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA							
Unidades de Empresas Eléctricas Distribuidoras del SNI							
EMPRESA	CENTRAL	TIPO DE COMBUSTIBLE	UNIDAD	NOMINAL	EFFECTIVA		
Norte	Ambi	Agua	1	4	4		
			2	4	4		
	La Playa	Agua	1	0.44	0.44		
			2	0.44	0.44		
			3	0.44	0.44		
	San Gabriel	Agua	1	0.23	0.2		
	San Miguel de Car	Agua	1	2.95	2.95		
San Francisco	Diesel	1	2.5	1.8			
Quito	Cumbayá	Agua	1	10	10		
			2	10	10		
			3	10	10		
			4	10	10		
	Guangopolo	Agua	1	2	2		
			2	2	2		
			3	1.7	1.7		
			4	1.7	1.7		
			5	2	2		
			6	11.52	11.52		
	Los Chillos	Agua	1	0.88	0.88		
			2	0.88	0.88		
	Nayón	Agua	1	14.85	14.85		
			2	14.85	14.85		
	Pasochoa	Agua	1	2.25	2.25		
			2	2.25	2.25		
	Luluncoto	Diesel	1	3.02	2.85		
			2	3.02	2.3		
			3	3.02	2.75		
			G. Hernández	Fuel Oil	1	5.72	5.4
					2	5.72	5.4
					3	5.72	5.4
	4	5.72			5.4		
5	5.72	5.4					
6	5.72	5.4					
Riobamba	Alao	Agua	1	2.6	2.5		
			2	2.6	2.5		
			3	2.6	2.5		
			4	2.6	2.5		
	Cordovez	Agua	1	0.7	-		
	Nizag	Agua	1	0.31	0.3		
	Río Blanco	Agua	1	3.13	3		
	Alausi	Agua	1	0.56	-		
	Riobamba	Diesel	1	2.5	2		
Sta. Elena	La Libertad	Diesel	1	2.6	2.2		
			3	0.6	-		
			4	0.6	-		
			5	1.14	-		
			6	2.84	-		
			7	2.84	-		
			8	4.44	-		
			9	4.44	3.4		
			10	2.6	-		
			11	2.6	-		
			12	2.6	-		
			Playas	Diesel	3	0.6	-
	4	1.2			0.8		
	Posorja	Diesel	5	2.84	2		

ANEXO 1.1 (4/4)

POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA					
Unidades de Empresas Eléctricas Distribuidoras del SNI					
EMPRESA	CENTRAL	TIPO DE COMBUSTIBLE	UNIDAD	NOMINAL	EFFECTIVA
Sur	C. Mora (San Francisco)	Agua	U1	0.6	0.6
			U2	0.6	0.6
			U3	1.2	1.2
	Catamayo	Diesel	U1	1.8	-
			U2	1.28	1
			U3	0.77	0.5
			U4	1.58	1.3
			U5	1.58	1.3
			U6	2.88	2.5
			U7	2.88	2.5
			U8	2.5	2.2
			U9	2.5	2.2
			U10	2.5	2.2
TOTAL				365.03	274.22

ANEXO 3.1 (1/2)

NOMBRE	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	RIO	VERTIENTE	PROVINCIA	CANTON	ENERGÍA MEDIA ESTIMADA (GWh/año)	COSTO DE INVERSION (millUSD)	COSTO UNITARIO (USD/kW)	COSTO DE O&M FIJO (USD/kW-año)	VIDA UTIL (años)	PLAN DE DESEMBOLSO
LLIGUA MUYO	183.0	Pastaza, Muyo	Amazonas	Tungurahua	Baños	1242	210	1148	20	40	6
SAN FRANCISCO	212.0	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños	1408	244	1150	20	40	6
ABITAGUA	177.0	Pastaza	Amazonas	Pastaza	Mera	1465	215	1215	20	40	6
MAZAR	190.0	Paute	Amazonas	Azuay/Cañar/ M.Santiago	Sevilla de Oro/Azogues/ Santiago	871	300	1579	20	40	6
SOPLADORA	312.0	Paute	Amazonas	Morona Santiago/ Azuay	Santiago/ Sevilla de Oro	2417	316	1013	20	40	6
CARDENILLO	327.0	Paute	Amazonas	Morona Santiago	Santiago	2344	386	1180	20	40	6
CHESPI	167.0	Guayllabamba	Pacífico	Pichincha	Quito	979	304	1820	20	40	6
VILLADORA	270.0	Guayllabamba	Pacífico	Imbabura/ Pichincha	Cotacachi/ Quito	1191	589	2181	20	40	6
APAQUI	44.0	Apaquí	Pacífico	Carchí	Bolívar	279	62	1400	20	40	5
TOACHI PILATON	190.0	Pilatón-Toachi	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo	1314	224	1179	20	40	6
ANGAMARCA SINDE	50.0	Angamarca-Sinde	Pacífico	Cotopaxi	Pangua	336	52	1048	20	40	5
GUALAQUIZA	800.0	Zamora	Amazonas	Morona Santiago	Gualaquiza	5201	892	1115	20	40	6
CODO SINCLAIR	432.0	Coca	Amazonas	Napo	El Chaco	3027	425	983	20	40	6
SAN MIGUEL	704.0	Zamora	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza	4099	613	871	20	40	7
QUIJOS	39.6	Papallacta-Quijos	Atlántico	Napo	Quijos	315	48	1202	20	40	5
MILPE-SALOYA	31.9	Blanco	Pacífico	Pichincha	Los Bancos	214	59	1862	20	40	5
SABANILLA	19.9	Sabanilla	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora	139	30	1492	20	40	1
SIBIMBE	15.8	Sibimbe	Pacífico	Bolívar/ Los Rios	Echeandía/ Ventanas	65	22	1392	20	40	1
CALUMA	21.0	La Playa-Escaleras	Pacífico	Bolívar	Caluma	110	48	2300	20	40	5
MINAS	337.0	Jubones	Pacífico	El Oro	Zaruma	1661	421	1249	20	40	6
RIO LUIS	15.5	Luis	Pacífico	El Oro	Portovelo	97	27	1768	20	40	1
EL RETORNO	265.0	Zamora	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora	1356	494	1864	20	40	6
DELSI	50.0	Zamora	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora	307	65	1300	20	40	3
TANISAGUA	50.0	Zamora	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora	307	65	1300	20	40	3
TIGRILLOS	49.6	Abanico	Amazonas	Morona Santiago	Sucúa	314	64	1286	20	40	3

ANEXO 3.1 (2/2)

NOMBRE	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	RIO	VERTIENTE	PROVINCIA	CANTON	ENERGÍA MEDIA ESTIMADA (GWh/año)	COSTO DE INVERSION (mill USD)	COSTO UNITARIO (USD/kW)	COSTO DE O&M FIJO (USD/kW-año)	VIDA UTIL (años)	PLAN DE DESEMBOLSO
TOPO	17.0	Topo	Atlántico	Tungurahua	Baños	135	27	1566	20	40	1
VACAS GALINDO	42.0	Intag	Pacífico	Imbabura	Cotacachi	242	55	1317	20	40	3
OCANA	26.0	Ocaña	Pacífico	Cañar	Cañar	192	47	1808	20	40	2
LANGOA	26.0	Langoa	Amazonas	Napo	Tena	159	38	1446	20	40	2
SARAPULLO	27.0	Sarapullo	Pacífico	Pichincha	Mejía	154	38	1404	20	40	2
VICTORIA	25.0	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños	108	35	1400	20	40	5
CHALPII-CUYUJA	20.0	Papallacta	Atlántico	Napo	Quijos	149	40	2000	20	40	5
SIGCHOS	18.0	Toachi	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos	94	21	1177	20	40	2
PILALO 3	10.8	Pilalo	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí	70	13	1204	20	40	1
ABANICO	15.0	Abanico	Atlántico	Morona Santiago	Macas	119	15	992	20	40	1
CALOPE	15.0	Calope	Pacífico	Cotopaxi	La Mana	82	18	1200	20	40	1
JONDACHI	18.8	Jondachi	Atlántico	Napo	Archidona	139	19	1011	20	40	1

PLAN DE DESEMBOLSO	DURACION (AÑOS)	DESEMBOLSOS (PORCENTAJES)
1	2	70 30
2	3	25 60 15
3	4	17 28 45 10
4	5	17 28 30 15 10
5	3	29 49 22
6	4	16 34 44 6
7	5	9 20 30 30 11

ANEXO 3.2

NOMBRE	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	COSTO DE INVERSION (mill USD)	COSTO O&M VARIABLE (USD/MWh)	COSTO O&M FIJO (USD/kW-año)	REND. (%)	VIDA UTIL (años)	COMBUSTIBLE	F.C. MAX (PU)	PLAN DE DESEMBOLSO
TG NATURAL 1	150	60	2.83	12	29.0	25	GAS NATURAL	0.85	1
TG NATURAL 2	150	60	2.83	12	29.0	25	GAS NATURAL	0.85	1
TERMORIENTE	270	240	4.63	12	35.5	20	RESIDUO	0.85	5
BUNKER 1 NUEVA	150	128	3.50	12	39.0	30	BUNKER	0.85	5
BUNKER 2 NUEVA	150	128	3.50	12	39.0	30	BUNKER	0.85	5
BUNKER 3 NUEVA	150	128	3.50	12	39.0	30	BUNKER	0.85	5
BUNKER 4 NUEVA	150	128	3.50	12	39.0	30	BUNKER	0.85	5
CRUDO 1 PESADO	150	135	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	5
CICLO COMBINADO	150	135	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	2
CICLO COMBINADO	150	135	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	2
CICLO COMBINADO	150	135	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	5
CRUDO 2 PESADO	150	135	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	5
CRUDO 3 PESADO	150	135	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	5
CRUDO 4 PESADO	150	135	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	5
TG DIESEL 1	150	75	6.00	12	34.0	20	DIESEL	0.85	1
TG DIESEL 2	150	75	6.00	12	34.0	20	DIESEL	0.85	1
2 MACHALA POWER	95	76	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	5
3 MACHALA POWER	87	44	3.50	12	54.0	25	GAS NATURAL	0.90	5
INTERCON-COL2	250	36			100.0	25		0.80	1
INTERCON-PE1	90	14			100.0	25		0.50	1
POWER BARGE 2	50	32	16.97	15	39.1	25	BUNKER	0.60	1
KEPPEL	160	80	14.00	15	36.0	25	RESIDUO	0.60	1
ARENILLAS	150	75	6.41	12	54.0	25	GAS PERU	0.70	1

PLAN DE DESEMBOLSO	DURACION (AÑOS)	DESEMBOLSOS (PORCENTAJES)
1	2	70 30
2	3	25 60 15
3	4	17 28 45 10
4	5	17 28 30 15 10
5	3	29 49 22
6	4	16 34 44 6
7	5	9 20 30 30 11

ANEXO 3.3

PERÍODO: 01 al 31 de octubre del 2005



No.	EMPRESA	UNIDAD	TIPO	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)										TOTAL cvs US\$/kWh	POTENCIA EFFECTIVA (MW)
				Rendimiento kWh/galón	Combustible	Transporte	Lubricantes, Químicos y Otros	Agua Potable	Mantenimientos RPTM, OIM, MOAM	Control Ambiental	Servicios Auxiliares	TOTAL US\$/kWh			
1	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	BV	15.78	0.023746	0.000000	0.000659	0.000662	0.000844	0.00024	0.001703	0.027037	2.7037	132.5	
6	CATEG - GENERACION	ANIBAL SANTOS	BV	12.63	0.050071	0.002858	0.000438	0.001081	0.002059	0.000000	0.003337	0.059854	6.9854	32.5	
7	CATEG - GENERACION	ALVARO TINAJERO 1	DG	16.12	0.058094	0.000145	0.000455	0.000496	0.006468	0.000000	0.006825	0.06590	6.590	46.5	
8	CATEG - GENERACION	ALVARO TINAJERO 2	DG	11.11	0.073833	0.000181	0.000182	0.000000	0.005495	0.000000	0.000366	0.00057	8.0057	35.0	
9	CATEG - GENERACION	ANIBAL SANTOS 1	DG	10.42	0.078222	0.000193	0.000056	0.000000	0.003032	0.000000	0.000451	0.082455	8.2455	20.0	
10	CATEG - GENERACION	ANIBAL SANTOS 2	DG	9.90	0.082857	0.000204	0.000063	0.000000	0.003032	0.000000	0.000529	0.086685	8.6685	20.0	
11	CATEG - GENERACION	ANIBAL SANTOS 3	DG	9.81	0.083617	0.000206	0.000081	0.000000	0.003032	0.000000	0.000611	0.087546	8.7546	14.0	
12	CATEG - GENERACION	ANIBAL SANTOS 5	DG	9.78	0.083874	0.000206	0.000081	0.000000	0.003032	0.000000	0.000339	0.087534	8.7534	18.0	
13	CATEG - GENERACION	ANIBAL SANTOS 6	DG	9.50	0.086346	0.000212	0.000038	0.000052	0.003032	0.000000	0.000513	0.090192	9.0192	17.5	
14	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	BD	16.23	0.039266	0.004367	0.002330	0.000000	0.001305	0.000000	0.001180	0.048448	4.8448	4.3	
15	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	BD	16.62	0.038344	0.004265	0.003369	0.000000	0.001305	0.000000	0.001181	0.048464	4.8464	4.3	
16	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	BD	16.29	0.039121	0.004351	0.002404	0.000000	0.001305	0.000000	0.001178	0.048359	4.8359	4.3	
17	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	BD	16.48	0.038670	0.004301	0.003134	0.000000	0.001305	0.000000	0.001184	0.048594	4.8594	4.3	
18	ELECAUSTRO	MONAY 1	D	12.63	0.064947	0.000551	0.005450	0.000730	0.001044	0.000000	0.001488	0.074183	7.4183	1.1	
19	ELECAUSTRO	MONAY 2	D	13.50	0.060762	0.000519	0.005450	0.000730	0.000922	0.000000	0.001400	0.068781	6.8781	1.1	
20	ELECAUSTRO	MONAY 3	D	13.34	0.061491	0.000525	0.005450	0.000730	0.000922	0.000000	0.001415	0.070531	7.0531	1.1	
21	ELECAUSTRO	MONAY 4	D	10.19	0.080499	0.000687	0.013704	0.000730	0.000865	0.000000	0.001975	0.098459	9.8459	1.1	
22	ELECAUSTRO	MONAY 5	D	11.69	0.070170	0.000599	0.013704	0.000730	0.000865	0.000000	0.001762	0.087828	8.7828	1.1	
23	ELECAUSTRO	MONAY 6	D	10.67	0.076878	0.000656	0.013704	0.000730	0.000865	0.000000	0.001900	0.084732	8.4732	1.1	
24	ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	BV	16.29	0.038921	0.002566	0.000104	0.000000	0.000960	0.000000	0.003225	0.046962	4.6962	13.0	
25	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	BV	13.12	0.048201	0.003671	0.000177	0.000043	0.002565	0.000000	0.002877	0.057534	5.7534	73.0	
26	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	BV	13.73	0.046060	0.003057	0.000175	0.000043	0.002565	0.000000	0.002755	0.055106	5.5106	73.0	
27	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	DG	11.84	0.069281	0.000000	0.000206	0.000232	0.004284	0.000000	0.000372	0.074375	7.4375	96.0	
28	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	DG	9.42	0.087079	0.001062	0.000032	0.000000	0.001422	0.000000	0.000306	0.089900	8.9900	20.0	
30	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	DG	14.12	0.058989	0.000779	0.001989	0.000000	0.001305	0.000000	0.000984	0.068315	6.8315	45.0	
31	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	DG	14.62	0.056107	0.000752	0.000198	0.000000	0.000120	0.000038	0.000082	0.066299	6.6299	46.0	
31	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	DG	14.33	0.057242	0.000768	0.000198	0.000000	0.000120	0.000038	0.000083	0.067451	6.7451	45.0	
32	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	DG	13.71	0.059831	0.000802	0.000198	0.000000	0.000120	0.000038	0.000086	0.070078	7.0078	45.0	
33	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 1	D	13.90	0.059013	0.002158	0.004096	0.000000	0.000259	0.000000	0.001382	0.068907	6.8907	2.9	
34	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 2	D	13.95	0.058602	0.002151	0.004096	0.000000	0.000259	0.000000	0.001377	0.068684	6.8684	2.9	
35	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 3	D	14.00	0.058593	0.002143	0.004096	0.000000	0.000259	0.000000	0.001372	0.068461	6.8461	2.9	
36	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 4	D	14.40	0.056964	0.002083	0.004096	0.000000	0.000259	0.000000	0.001337	0.064739	6.4739	2.9	
37	ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	D	14.40	0.056964	0.000556	0.002769	0.000000	0.002028	0.000239	0.003801	0.066359	6.6359	3.6	
38	ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	D	14.40	0.056964	0.000556	0.002769	0.000000	0.002028	0.000239	0.003801	0.066359	6.6359	3.6	
39	INTERVISATRADE	VICTORIA II	N	10.36	0.064636	0.005012	0.000024	0.000000	0.005357	0.000000	0.000385	0.075413	7.5413	105.0	
40	MACHALA POWER	MACHALA POWER A (*)	G	3.169800	0.041206	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.043962	4.3962	66.0	
41	MACHALA POWER	MACHALA POWER B (*)	G	3.169800	0.041206	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.044046	4.4046	65.0	
53	QUITO	G.HERNANDEZ 1	BD	16.81	0.026176	0.007034	0.007460	0.000000	0.003968	0.000000	0.002015	0.046654	4.6654	5.4	
54	QUITO	G.HERNANDEZ 2	BD	16.58	0.026540	0.007131	0.007460	0.000000	0.003968	0.000000	0.002036	0.047136	4.7136	5.4	
55	QUITO	G.HERNANDEZ 3	BD	16.50	0.026668	0.007166	0.007460	0.000000	0.003968	0.000000	0.002044	0.047306	4.7306	5.4	
56	QUITO	G.HERNANDEZ 4	BD	16.50	0.026668	0.007166	0.007460	0.000000	0.003968	0.000000	0.002044	0.047306	4.7306	5.4	
57	QUITO	G.HERNANDEZ 5	BD	16.37	0.026888	0.007223	0.007460	0.000000	0.003968	0.000000	0.002056	0.047587	4.7587	5.4	
58	QUITO	G.HERNANDEZ 6	BD	16.44	0.026766	0.007192	0.007460	0.000000	0.003968	0.000000	0.002049	0.047435	4.7435	5.4	
59	QUITO	LULUNCOTO 11	D	13.64	0.060138	0.000880	0.003517	0.000568	0.002987	0.000000	0.002112	0.069601	6.9601	2.7	
60	QUITO	LULUNCOTO 12	D	14.35	0.057163	0.000836	0.003512	0.000566	0.002880	0.000000	0.002014	0.066460	6.6460	2.8	
61	QUITO	LULUNCOTO 13	D	13.42	0.061124	0.000894	0.003517	0.000568	0.002987	0.000000	0.002143	0.070723	7.0723	2.7	
62	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 3	D	13.55	0.060536	0.003100	0.005571	0.000018	0.002007	0.000000	0.001061	0.073280	7.3280	4.4	
63	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 4	D	13.10	0.062600	0.003205	0.006459	0.000019	0.002102	0.000000	0.001859	0.076245	7.6245	4.2	
64	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 4	D	12.85	0.063835	0.003268	0.010138	0.000048	0.003325	0.000000	0.001816	0.082430	8.2430	2.0	
65	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 5	D	13.21	0.062096	0.003179	0.008279	0.000048	0.003325	0.000000	0.001749	0.078675	7.8675	2.0	
75	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	D	11.50	0.071329	0.000522	0.010601	0.000097	0.002958	0.000000	0.001227	0.085733	8.5733	2.0	
76	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	D	12.10	0.067792	0.000496	0.004684	0.000017	0.001787	0.000000	0.000673	0.075449	7.5449	2.0	
77	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	D	12.10	0.067792	0.000496	0.004684	0.000017	0.001787	0.000000	0.001541	0.076317	7.6317	2.0	
66	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	D	14.75	0.055612	0.000407	0.007108	0.000010	0.000618	0.000000	0.001332	0.065086	6.5086	5.0	
67	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	D	12.10	0.067792	0.000496	0.004684	0.000017	0.001787	0.000000	0.000000	0.074776	7.4776	2.0	
68	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	D	14.00	0.058592	0.000229	0.005021	0.000010	0.000665	0.000000	0.001348	0.065863	6.5863	5.0	
69	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	D	12.10	0.067792	0.000496	0.004684	0.000017	0.001787	0.000000	0.000000	0.074776	7.4776	2.0	
70	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	D	12.10	0.067792	0.000496	0.004684	0.000017	0.001787	0.000000	0.000000	0.074776	7.4776	2.0	
71	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	D	12.10	0.067792	0.000496	0.004684	0.000017	0.001787	0.000000	0.000000	0.074776	7.4776	2.0	
72	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	D	12.10	0.067792	0.000496	0.003997	0.000017	0.001787	0.000000	0.001324	0.075412	7.5412	2.0	
73	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	D	12.10	0.067792	0.000496	0.003997	0.000017	0.001787	0.000000	0.001333	0.075422	7.5422	2.0	
74	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	D	12.10	0.067792	0.000496	0.003997	0.000017	0.001787	0.000000	0.001161	0.075249	7.5249	2.0	
79	REGIONAL SUR	SAN FRANCISCO	D	12.03	0.068193	0.000488	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.081433	8.1433	2.5	
80	REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	D	14.48	0.056667	0.000345	0.004412	0.000017	0.019347	0.000000	0.000052	0.080840	8.0840	1.0	
81	REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	D	11.93	0.068747	0.000419	0.003819	0.000015	0.022331	0.000000	0.000068	0.095400	9.5400	1.3	
82	REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	D	12.05	0.068062	0.000415	0.002909	0.000015	0.022331	0.000000	0.000034	0.093767	9.3767	1.2	
83	REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	D	14.93	0.054942	0.000335	0.003666	0.000030	0.016586	0.000000	0.000039	0.075599	7.5599	2.5	
84	REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	D	14.11	0.056151	0.000354	0.002846	0.000030	0.016586	0.000000	0.000053	0.077821	7.7821	2.5	
85	REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	D	12.50	0.065621	0.000400	0.002796	0.000018	0.015229	0.000000	0.000010	0.084075	8.4075	2.2	
86	REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	D	12.95	0.063364	0.000386	0.002841	0.000018	0.016921	0.000000	0.000010	0			