

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

EFFECTO DE LOS CARGOS POR POTENCIA Y ENERGÍA EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN - REPERCUSIÓN EN LA TARIFA DEL ABONADO

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

SAAVEDRA TAMAY JHERY JAVIER

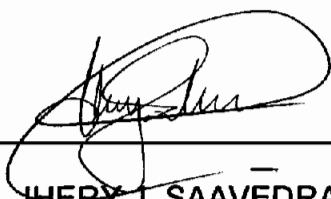
DIRECTOR DE TESIS: Ing. Víctor Orejuela

Quito, Junio del 2003

DECLARACIÓN

Yo JHERY JAVIER SAAVEDRA TAMAY, 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.



JHERY J. SAAVEDRA T.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Jhery Javier Saavedra Tamay, bajo mi supervisión.



Ing. Víctor Orejuela
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

Con ánimo encendido y elevado regocijo, dedico este humilde trabajo a mis padres y hermano que han sido en todos estos años de estudio el fundamental pilar de apoyo y la inagotable fuente de estímulo para alcanzar todos mis logros....

CONTENIDO

- i. **RESUMEN**
- ii. **PRESENTACIÓN**

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

1.1.	Introducción.	1
1.1.1.	Características de la intervención estatal en el Mercado del servicio Eléctrico.	1
1.1.1.1.	Características en la prestación del Servicio Eléctrico.	1
1.2.	El Mercado Eléctrico Ecuatoriano.	7
1.2.1.	Ley de Régimen del Sector Eléctrico del Ecuador.	7
1.2.2.	Funcionamiento del Sector Eléctrico Ecuatoriano.	9
1.2.3.	Conformación del Sector Eléctrico Ecuatoriano.	10
1.2.4.	Estructuración, Marco Conceptual, Transacciones y situación actual del Mercado Eléctrico Mayorista.	12
1.2.4.1.	Participantes del MEM.	13
1.2.4.2.	Marco Conceptual de Funcionamiento del MEM.	15
1.2.4.3.	Transacciones en el MEM.	15
1.2.4.4.	Situación actual del MEM.	17
1.3.	Objetivo General del Proyecto.	17
1.3.1.	Objetivos Específicos del Proyecto.	18
1.4.	Alcance del presente estudio.	18
	Referencias Capítulo 1.	21

CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE COSTOS POR INSTALACIÓN-PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL PAÍS.

2.1.	Análisis de costos fijos y variables.	22
2.1.1.	Características generales de las unidades generadoras.	22

2.1.2.	Metodología seguida y selección de generadoras.	23
2.1.3.	Componentes del costo para diferentes tipos de centrales de generación (centrales típicas).	29
2.1.3.1.	Costos fijos de generación.	39
2.1.3.2.	Costos variables de generación.	42
2.1.4.	Análisis general de resultados sobre costos.	45
	Referencias Capítulo 2.	51

CAPÍTULO 3. ASIGNACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN EL MEM

3.1.	Transacciones en el MEM.	52
3.1.1.	Fijación de precios en el MEM.	53
3.1.1.1.	Principales conceptos involucrados.	56
3.1.2.	Metodología seguida.	57
3.2.	Transacciones en el Mercado Ocasional (Spot).	58
3.2.1.	Liquidación de Energía.	59
3.2.2.	Liquidación de Potencia y Servicios Complementarios.	68
3.3.	Transacciones en el Mercado de Contratos.	78
3.4.	Análisis de resultados obtenidos.	81
	Referencias Capítulo 3.	85

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE COSTOS Y DE MÁRGENES DE UTILIDAD PARA LAS GENERADORAS.

4.1.	Comparación entre pagos fijados en el MEM y costos por instalación – producción de energía en el parque generador del país.	86
4.2.	Análisis por tipo de generadora.	87
4.2.1.	Generadoras de pasada (HID).	88
4.2.2.	Generadoras de embalse (HEM).	89
4.2.3.	Generadoras con Motor de Combustión Interna (MCI).	90
4.2.4.	Generadoras de Turbo Vapor (TVB).	91

4.2.5. Generadoras de Gas (TG).	92
4.3. Análisis general de resultados.	94
4.3.1. Influencia del sistema de fijación de precios en el MEM.	95
Referencias Capítulo 4.	98

CAPÍTULO 5. INFLUENCIA DEL COSTO DE GENERACIÓN EN LA TARIFACIÓN VIGENTE.

5.1. Implicaciones en la utilización de la teoría marginal.	99
5.2. Precio referencial de generación estabilizado.	102
5.2.1. La componente de capacidad.	103
5.2.2. La componente de energía.	103
5.3. El costo marginal y el precio referencial de generación.	104
5.4. Repercusión en la tarifa del abonado.	105
5.4.1. Análisis desde la perspectiva del distribuidor.	107
5.4.2. Análisis desde la perspectiva del cliente.	107
Referencias Capítulo 5.	108

CAPÍTULO 6. BREVE ANÁLISIS DE LA REMUNERACIÓN POR PRPD EN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO.

6.1. Revisión de la actual metodología.	110
6.1.1. Potencia remunerable puesta a disposición (PRPD).	110
6.1.2. Potencia media puesta a disposición (PMPD).	111
6.1.3. Determinación de la potencia a remunerar en caso de indisponibilidad.	112
6.2. Alternativa para la remuneración de potencia.	113
6.2.1. Planteamiento del problema.	113
6.2.2. Alternativa de solución.	114
Referencias Capítulo 6.	117

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones.	118
7.2. Recomendaciones.	123

ANEXOS

ANEXO 1: Características Técnicas Generales de las Unidades Generadoras.

ANEXO 2: Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas del MEM (CENACE, Plan de Operación del MEM / Octubre 2002- Septiembre del 2003).

ANEXO 3: Indisponibilidad de Generación (CENACE, Plan de Operación del MEM / Octubre 2002- Septiembre del 2003).

ANEXO 4: Detalle de Centrales y Unidades Generadoras (CENACE).

ANEXO 5: Esquema Simplificado de Plantas y Unidades consideradas.

ANEXO 6: Potencia Instalada y Efectiva de Centrales de Generación consideradas a Junio del 2002.

ANEXO 7: Cálculo de Costos Totales Fijos y Variables. (Considera la anualidad de la inversión.)

ANEXO 8: Cálculo de Costos Totales Fijos y Variables. (Considera la depreciación de los activos.)

ANEXO 9: Resumen de Requerimientos de Combustible por Empresa.

ANEXO 10: Valor del Agua Daule Peripa / Oct 02 – Sep 03.

ANEXO 11: Cálculo de los Componentes de los Costos Variables de Producción (Regulación CONELEC No. 003/00).

ANEXO 12: Costos Variables de Producción del 26 al 31 de Diciembre del 2002.

ANEXO 13: Comparación de Costos Variables de Producción de las Unidades Termoeléctricas del 26 al 31 de Diciembre del 2002.

ANEXO 14: Costos Variables de Unidad Miraflores No. 10 de la Empresa EMELMANABI.

ANEXO 15: Métodos usados para obtener la recuperación de Capital.

ANEXO 16: Ingresos y Costos de operación en el 2002 de la Empresa ELECTROGUAYAS.

ANEXO 17: Reporte Acumulado Mensual de Generadores (Febrero 2002).

ANEXO 18: Reporte Acumulado Mensual de Generadores (Julio 2002).

ANEXO 19: Venta de Energía en el MEM – Julio 2002.

ANEXO 20: Asignación de Sobrecostos (Regulación CONELEC No. 007/00)

ANEXO 21: Asignación de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) / Octubre 2002 – Septiembre 2003.

ANEXO 22: Determinación del Precio Unitario de Potencia para remuneración.

ANEXO 23: Costos de arranque – parada de Unidades Turbo Vapor (Regulación CONELEC No. 004/00).

ANEXO 24: Costos de Producción de Reactivos (Regulación CONELEC No. 005/00).

ANEXO 25: Aplicación del Decreto No. 2233 – Remuneración anual a Elepcosa.

ANEXO 26: Precios Medios ctsUS\$ / kWh en Mercado de Contratos 2002.

ANEXO 27: Novedades acerca de Generación Neta y Potencia Remunerable en el 2002.

ANEXO 28: Resumen Anual 2002 (US\$) - Ingresos en el MO y Contratos.

ANEXO 29: Valor del Agua Embalse Amaluza (Paute) / Oct 02 – Sep 03.

ANEXO 30: Generación Neta de Energía (GWh) – 2001 vs. 2002.

ANEXO 31: Ingresos en el Mercado Ocasional (US\$) – 2001 vs. 2002.

ANEXO 32: Cálculo de Utilidades Anuales / Acumulado Anual 2002 – Considera la Anualidad de la Inversión.

ANEXO 33: Cálculo de Utilidades Anuales / Acumulado Anual 2002 – Considera la Depreciación de los Activos.

ANEXO 34: Precio Referencial de Generación Estabilizado / Oct 02 – Sep 06.

RESUMEN

Al ser la generación el primer eslabón de la cadena eléctrica, determinar la mejor opción en inversión en este campo caracterizado por la competencia y una gran variedad de tecnologías implica entre otros aspectos realizar estudios técnico-económicos previos y sobretodo requiere conocer la situación presente del mercado eléctrico en que se va a operar, de manera que las acciones a tomar repercutan favorablemente en la tarifa del abonado final. Para cumplir con este último fin, el presente estudio realiza para el caso ecuatoriano una confrontación de los Costos por Instalación – Producción de Energía en que incurren las generadoras con las Remuneraciones que brinda el Mercado Eléctrico Mayorista (asignación de costos de generación en el MEM) en el 2002. Siguiendo esta línea, el presente trabajo busca contribuir con los siguientes desarrollos:

- Se resume brevemente la Ley Eléctrica Ecuatoriana haciendo una revisión del funcionamiento del mercado, describiendo quienes actúan en él y que funciones poseen estos actores.
- Se define y analiza los Costos Fijos y Variables de un grupo de generadoras seleccionadas que son consideradas como típicas del parque generador ecuatoriano.
- Se estudia las remuneraciones en el Mercado Ocasional u Spot y el Mercado de Contratos para las generadoras consideradas.
- Se realiza una confrontación de costos e ingresos de las generadoras consideradas, determinando en forma aproximada las utilidades anuales y rendimiento económico de las mismas.
- Se revisa la influencia de la Teoría Marginal en las transacciones hechas en el mercado, así como su incidencia en el Precio Referencial de Generación para la determinación de la tarifa para el usuario final.
- Se hace un breve análisis de las liquidaciones que brinda el mercado a la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD).

PRESENTACIÓN

Al igual que otros países del área Latinoamericana como Chile, Colombia, Perú, Argentina, Bolivia, Brasil y Uruguay; Ecuador también ha tratado de descentralizar sus industrias eléctricas con el fin de promover la competencia y minimizar los obstáculos regulatorios. Las reestructuraciones realizadas en cada uno de los países tienen en común ciertos principios básicos: la introducción de la competencia en la generación y el suministro de electricidad, el acceso abierto a las redes de transmisión y (aunque en menor grado) a las redes de distribución, así como, a nivel institucional, la separación formal entre las funciones reguladoras y la provisión del servicio.

Debido a la reestructuración de los mercados mayoristas, los mecanismos institucionales han variado notablemente. La organización de la industria eléctrica dentro de monopolios verticalmente integrados era una característica común en la mayoría de países latinoamericanos, y bajo este esquema, las áreas de generación, transmisión o transporte, distribución y comercialización quedaban entonces en manos de una única empresa que, en muchos casos, era incluso responsable de fijar las políticas sectoriales. Esta organización respondía por un lado a la existencia de monopolios naturales en las etapas de transporte y distribución, y por otra parte a la necesidad de coordinación entre etapas de producción característica de este tipo de estructura organizacional.

Promover la competencia fue el objetivo del proceso de desintegración vertical, pero para que este resultado se de con eficiencia primero es necesario enviar señales económicas al mercado de manera que se fomente esta competencia, y en segunda instancia es también necesario que las empresas interesadas en competir sean reguladas con eficacia, sobretodo en el caso de las que tengan "tendencias" monopólicas. De esta forma la repercusión para el abonado final del servicio eléctrico será positiva.

En un sector caracterizado por una distribución relativamente uniforme de la potencia de mercado, existen dos factores fundamentales que determinan el grado de competencia. Uno es la cantidad de participantes en el mercado y el otro es su comportamiento. En el caso de la industria de la electricidad, la cantidad de competidores depende de la separación horizontal que se realice en el momento de la reestructuración (haya o no privatización) y de las reglas para la entrada de nuevos actores al mercado. Cuantos más proveedores existan en el mercado, más intensa será la competencia en el corto, mediano o largo plazo.

Después de este brevísimo recorrido acerca de el modelo de reestructuración en la región y volviendo al caso particular de nuestro país cabe recordar que la separación de los componentes: Generación, Transmisión y Distribución constituye uno de los pasos imprescindibles que contempla la Ley de Régimen del Sector Eléctrico del Ecuador, LRSE, para que exista una eficacia en el funcionamiento del Sector Eléctrico con el consecuente beneficio para el usuario final. Otro aspecto primordial que considera esta Ley es la aplicación de un modelo marginalista para el establecimiento de precios en el MEM, Mercado Eléctrico Mayorista, de forma que se produzca una oferta eficiente a largo plazo por parte del parque generador existente.

Dentro de este marco de mecanismos de regulación, el objetivo primordial de este trabajo es analizar para el caso ecuatoriano todos y cada uno de los componentes de costos y remuneraciones consideradas para la generación, realizando un contraste de estos valores. Siendo la generación como es, una parte neurálgica en el proceso de suministro de energía, es de suma importancia conocer la incidencia de esta componente en la determinación de la tarifa para el consumidor o usuario final.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCIÓN

1.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LA INTERVENCIÓN ESTATAL EN EL MERCADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO

La experiencia en varios países así como en el Ecuador demuestra que en general la estructura del sector eléctrico tiende a dificultar una asignación de recursos más eficiente a través del libre juego de las fuerzas del mercado.¹ A continuación se detallan los aspectos más relevantes que "tradicionalmente" han definido la estructura de este sector y su desempeño económico.

1.1.1.1 CARACTERÍSTICAS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

La electricidad se caracteriza por ciertos elementos que la diferencian de otras formas de energía y afecta su forma de producción, transmisión y venta, lo cual exige a cualquier empresa interesada en invertir a realizar cuantiosas y específicas inversiones. Cabe indicar que inversiones específicas son aquellas en las cuales los activos no pueden ser utilizados para otro fin sin la consecuente pérdida de su valor productivo.²

Conviene entonces hacer algunas puntualizaciones acerca de la *electricidad*:

1) Como es bien sabido, la electricidad no constituye una fuente primaria de energía, sino que es producida a través de la transformación de otras formas de energía;

2) Esta forma de energía requiere para su producción de instalaciones de gran inversión, aunque en todo caso esto dependerá de la utilidad final de su generación;

¹ Página de Internet; "Políticas públicas, eficiencia y equidad en el Sector Eléctrico"; Marzo 1999, Di No. 4

² Idem Ref. 1, Pg. 1

3) No es susceptible de acumulación o almacenamiento, por lo que en cada momento la oferta tiene que igualar la demanda. En sentido estricto, esto quiere decir que la oferta de Generación (G) existente deberá cubrir la Demanda (D) así como también las Pérdidas de Energía (P) producidas en el proceso de transporte hasta el punto de entrega.

Esto en forma de una sencilla ecuación será: $G = D + P$;

4) La energía eléctrica puede ser transmitida y distribuida a través de largas distancias, pero solamente por medio de redes especiales de alto costo y complejidad técnica, lo que implica que se requiere de una infraestructura intensiva en capital y que no existe la posibilidad técnica ni económica de duplicar dichas redes (monopolio natural); y finalmente,

5) Como ya se ha mencionado en el punto 3, tiende a generar pérdidas considerables por transporte, los cuales aumentan con la distancia y el volumen transportado.

La demanda de electricidad sufre variaciones débiles ante fluctuaciones de precios de la misma (aumentos en los precios en los esquemas tarifarios) y esto se debe sustancialmente a que esta forma de energía es de difícil sustitución. La posibilidad de autogeneración solo es posible o factible en el caso de abastecimiento de energía para algunos Grandes Consumidores y/o Sectores Aislados hasta los cuales el tendido de redes eléctricas no es posible, ya sea por aspectos técnicos-económicos como geográficos. Sin embargo las inversiones necesarias para una autogeneración son altas ya que de esta manera se está reemplazando al proveedor de energía eléctrica.

A continuación se diferencian las etapas fundamentales que caracterizan al sistema eléctrico:

Generación: Es de competencia de esta etapa la producción de energía por centrales eléctricas de cualquier tipo como son: hidroeléctricas, termoeléctricas, geotérmicas, eólicas, etc.

Transmisión: Es la etapa que comprende fundamentalmente el transporte, interconexión y transformación de la energía eléctrica, efectuada a través de las instalaciones correspondientes hasta los sistemas de distribución; incluida el transporte de electricidad de alto voltaje y la operación de todo el sistema eléctrico.

Distribución: Etapa que se caracteriza por el transporte de energía eléctrica a bajo voltaje y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

Comercialización: Se constituye en la etapa final que consiste en la venta y facturación del servicio eléctrico a los consumidores finales.

La principal justificación para la intervención pública en el sector eléctrico es la presencia de monopolios naturales. Se considera que existe una situación de "monopolio natural" cuando un bien o servicio es producido o suministrado "teóricamente" al más bajo costo por una sola firma en el mercado. Es decir, los costos de aumentar la producción (costos marginales y promedios) decrecen a medida que se incrementan los niveles de producción.³ Dentro de las características de este tipo de mercado se tiene:

- Existe una inversión en activos específicos (redes y equipos) para la producción de energía o para la prestación del servicio eléctrico que se va a proveer;
- Presencia o existencia de importantes economías de escala (costos marginales decrecientes) en la inversión y costos fijos relativamente altos con respecto al promedio de otras industrias;
- Consumo masivo del bien o servicio;
- Como se ha mencionado antes, la demanda del producto o del servicio es relativamente insensible a las variaciones de precios, lo que implica que los consumidores constituyen un mercado confinado o cautivo.

³ Idem Ref. 1, Pg. 3

Todos estos aspectos hacen que una empresa que actúe como monopolio tenga una independencia global en su comportamiento, lo que en definitiva le permitiría limitar la producción o/e imponer precios superiores a los que se establecerán en una situación de competencia.

En los mercados de estas características la competencia potencial es prácticamente inexistente debido a la especificidad de las inversiones requeridas para el sector. En efecto, que la inversión sea específica supone que una vez que ha ingresado en el mercado el nuevo competidor, no podrá recuperar la inversión que hizo en activos específicos en caso de verse obligado a salir del mismo, porque tales activos son inutilizables en otros sectores. Esto se conoce como "costos hundidos" o "costos no recuperables". Por esta razón, es que la especificidad de los activos se constituye en una poderosa barrera a la entrada al mercado.⁴

Adicionalmente, al ser la demanda de energía eléctrica altamente variable, es más eficiente que sea una sola empresa la que atienda a un gran número de usuarios. Así, cuando la demanda individual es muy variable y se incrementa el número de individuos atendidos por una empresa, se logra disminuir la variabilidad de la demanda.

De todo lo anteriormente expuesto se deduce que en sectores con características de monopolio natural no tiene sentido desde el punto de vista de la eficiencia económica (que solo beneficia a la empresa proveedora), duplicar la infraestructura. Además, un productor monopólico que está solo en el mercado tendrá incentivos para aumentar precios a niveles superiores a sus costos marginales y para ofrecer una cantidad inferior del servicio a la que prevalecería en condiciones de competencia. Simultáneamente, al no tener la "amenaza" competitiva, esta empresa carece de incentivos para hacer innovaciones tecnológicas para reducir costos y/o prestar un servicio de mejor calidad. De esta manera, la sociedad se vería afectada por un déficit de oferta, precios altos, servicio deficiente, todo lo cual redundaría en una pérdida general de bienestar. Por lo tanto, es frecuente que las fases de transmisión y distribución se encuentren sujetas a regulación estatal en la mayoría de los sistemas eléctricos del mundo.

⁴ Idem Ref. 1, Pg. 5

Muy a diferencia de la Transmisión y Distribución, la etapa de Generación, se encuentra actualmente sujeta a un proceso de apertura a la libre competencia, salvo algunas excepciones, como sucede en países en los cuales las empresas eléctricas se encuentran todavía verticalmente integradas. El hecho de que en la actividad de Generación no se den economías de escala hace que esta etapa no presente características monopólicas, dándose así la apertura para la existencia de la competencia. Así, a medida que aumenta el número producido de kilovatios-hora (kWh) de electricidad para poder cubrir la demanda, los costos fijos deben aumentar ya que si el parque generador existente no logra cubrir la demanda existente es necesario nueva inversión en la instalación de potencia que debe estar disponible para que cubra este déficit. Esto significa que cualquier aumento de la producción de electricidad sobre lo previsto requiere de la utilización de más plantas de generación, lo cual implica la puesta en operación de máquinas o turbinas cuyos costos fijos deben ser reconocidos y pagados. No obstante, existen algunas plantas de tamaño grande que podrían generar economías de escala.

Es importante destacar finalmente que la actividad de Comercialización no es específica del sector eléctrico y que no presenta características de monopolio natural. En la misma no se presentan economías de escala, y los activos productivos pueden utilizarse en otras actividades productivas que requieran la búsqueda de clientes y la facturación.

Una de las finalidades de la intervención estatal en el sector eléctrico se basa en la necesidad de beneficiar con el servicio incluso a los sectores sociales menos pudientes, menospreciando a veces de esta forma la eficiencia económica que debe haber en el negocio eléctrico. Para cumplir con estos cometidos se fijan políticas que instauran precios uniformes y la prestación del servicio a pérdida, lo cual compromete muchas veces a las empresas operadoras del servicio ya que precios uniformes por los servicios prestados implica muchas veces pérdidas para estas empresas.

De manera que se pueda establecer estabilidad en la industria en otros segmentos del mercado se fijan precios más altos. Estos precios cobrados en estos segmentos (empresas) son superiores a los costos que han incurrido. Este equilibrio -no real en la práctica- se busca aplicando lo que se conoce como "subsidios cruzados." Por esta razón, se ha requerido la presencia del financiamiento público, a fin de asegurar la prestación del servicio, pese a no ser económicamente rentable.

Los países están conscientes de que el sector eléctrico se constituye en el motor del desarrollo económico y, por consiguiente, debe ser respaldado por la inversión pública. Las empresas eléctricas deben tener un enfoque social, buscando la igualdad de trato o servicio para todos los sectores a los que se les suministra el servicio eléctrico. Estas actitudes o políticas han permitido que el abastecimiento del servicio de electricidad y el acceso al mismo sea de forma más fácil, pero también han ocasionado que el ciudadano común piense que tener electricidad es un derecho adquirido por el cual se debe pagar un precio disfrazadamente bajo. Esto ha ocasionado que exista inversión continua de fondos públicos cada vez más escasos para proteger o subvencionar al sector eléctrico, existiendo en ciertos casos incluso sobre inversión mal enfocada de tal forma que no se han fomentado alternativas rentables que aseguren un uso racional y eficiente de la electricidad.

Todo lo visto hasta el momento ha sido el predominante en los países Latinoamericanos y por qué no decirlo?, de una buena parte de los países del mundo. El Ecuador no ha sido la excepción en este entorno y pese a que las reformas se están dando tanto en el área técnica como regulatoria, queda todavía mucho por discutir e investigar. Para ahondar en la problemática y análisis del Sector Eléctrico Ecuatoriano, sobretudo en el área de Generación que es de mayor interés de este estudio, se empieza a continuación haciendo una breve reseña de la operación del Mercado Eléctrico Ecuatoriano desde la creación de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

1.2. EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

1.2.1. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR

Desde que el Estado Ecuatoriano inició los procesos de privatización, el sector eléctrico ha sido uno de los más apetecidos, y tomando en cuenta la calamitosa situación energética vivida en ese entonces se tomaron una serie de medidas, así se crea la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, con la que el Estado pierde ciertos atributos como la capacidad de operación empresarial, dejándole con funciones de regulación, control, planificación, concesiones, arbitrajes y tarifas ⁵

A partir de la vigencia de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el año 1996, se produjo una transformación que dio paso a una nueva estructuración y funcionamiento del sector que buscaba cubrir las falencias que ocasionaron graves crisis energéticas, como las sucedidas en los años 1995 y 1996 . Uno de los objetivos que se establece en la Ley es proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice el desarrollo económico y social; además de asegurar la igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad. ⁶

A pesar de este esquema, la LRSE empieza a aplicarse recién a partir del 1 de abril de 1999, con la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Mayorista.

El Estado participa como organismo de control y para ejercer estas funciones se crea el CONELEC, conformado en Noviembre de 1997.

Dentro de la estructura del nuevo sector eléctrico, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), es el órgano encargado de regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electricidad en el país, de acuerdo con la política energética nacional.

El CONELEC, desde su creación y hasta la fecha, ha propuesto al Presidente de la República, los reglamentos que permiten el funcionamiento del sector, bajo las normas establecidas en la Ley. Dentro de estos reglamentos está el de Suministro

⁵ Fundación José Peralta; "Ecuador su Realidad"; Actualizada al 2000; Pgs. 30 – 35

⁶ Página de Internet; Gerardo Sánchez G.; "Regulación Ecuatoriana de las Normas de Calidad"; Quito 24 y 25 de Octubre – 2002.

del Servicio de Electricidad, que contiene las normas generales que deben ser observados por el distribuidor en su relación con los consumidores.⁷

Se crea además el MEM, Mercado Eléctrico Mayorista, y es entonces como se mencionaba cuando la LRSE puede recién ser aplicada. En el MEM participan todas las Empresas, tanto las que se formaron de INECEL, como las privadas que venían funcionando con anterioridad como son Emelec, Electroquil, Ecuapower* y Energycorp*, así como los futuros proyectos: Termoriente, San Francisco, Mazar y Toachi-Pilatón. Es decir que está constituido por los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado (SNI) Los bienes de INECEL fueron valuados en 2283 millones de dólares, repartidos entre las nuevas empresas que se formaron.⁸

El 31 de Marzo de 1999 se elimina definitivamente INECEL y se divide en siete empresas anónimas, seis de generación: Hidropaute, Hidroagoyán, Hidropucará, Termoesmeraldas, Termopichincha, y Electroguayass; así como una Empresa de Transmisión, Transelectric. El Fondo de Solidaridad es el poseedor de las acciones de estas Empresas.

EMPRESA	POTENCIA INSTALADA (MW)
HIDROPAUTE	1075
HIDROAGOYAN	160
HIDROPUCARA	76
TERMOESMERALDAS	132,5
TERMOPICHINCHA	82,50
ELECTROGUAYAS	247,94

Tabla No.1.- Fuente: Ministerio de Energía y Minas

* Ecuapower y Energycorp se encuentran fuera de operación al momento (febrero 2003)

La séptima empresa ya mencionada es la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica, Transelectric, encargada del sistema de transmisión de energía y es de importancia indicar que en las Empresas Distribuidoras (18 hasta la fecha) el mayor accionista continúa siendo el Fondo de Solidaridad, participando en forma

⁷ Idem Ref. 1, Pg. 7

⁸ Idem Ref. 5, Pg. 31

minoritaria los Municipios y Consejos Provinciales.⁹

1.2.2. FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Durante las décadas de los 70 a 90's el modelo monopólico y estatal del sector eléctrico ecuatoriano desarrolló el SNI (Sistema Nacional Interconectado) y creó la infraestructura necesaria para obtener el modelo de mercado que se tiene hasta el momento. Desde una perspectiva amplia se podría decir que la interconexión eléctrica nacional hizo que la búsqueda de la adquisición del servicio eléctrico fomentara acuerdos que pasaron del nivel regional al nacional, sin embargo este modelo implantado empezó a tambalear a inicio de los 90's , pasando a ser un modelo incapaz de la expansión por falta de recursos debido a una deficiencia tarifaria y sobretodo por la acción globalizadora que hizo que los cambios político-culturales traspasen las fronteras de los países.¹⁰

A continuación algunos datos..... El Gobierno Nacional a través de los decretos ejecutivos 1311 del 7 de marzo del 2001 y 2048-A del 15 de noviembre 2001, reconoce la existencia del subsidio indirecto en el sector eléctrico y asume la obligación de pagar la diferencia de ingresos generada por el "déficit tarifario" correspondiente al período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 30 de noviembre del 2000 y entre el 1 de diciembre del 2000 al 30 de junio del 2001, para compensar las deudas que tienen las distribuidoras con las empresas de generación y transmisión. En febrero 2002 se emitió el decreto 2403 para compensar el déficit tarifario hasta el 31 de diciembre del 2001.¹¹ Pese a la promulgación de estos decretos, las deudas de las empresas distribuidoras con las empresas de generación y la empresa única de transmisión se mantienen hasta el momento.

Al 2003, siete años después de la expedición de la LRSE, se tiene el criterio de que hay muchos problemas y que ha habido pocos resultados positivos. Existe la sensación de que se está agotando un modelo que ni siquiera se lo ha

⁹ *Idem* Ref. 5, Pg. 33

¹⁰ Argüello Gabriel, Cenace, "Informe para la Sesión Ordinaria de la Sala General de Miembros 2002"; Pg.5

¹¹ *Idem* Ref. 10, Pg. 5

implantado, hay elevada incertidumbre, la demanda crece y la oferta es prácticamente estática, las pérdidas no han bajado y no se ha mejorado la calidad del servicio. ¹²

El funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano ha evidenciado falencias en cuanto al cumplimiento de las metas que planteaba la LRSE y todo ello causado primordialmente debido a la falta de oferta en generación, originada en la ausencia de inversión estatal o privada en este sector fundamental del sistema eléctrico ecuatoriano.

Para resumir cabe indicar que en los últimos años y hasta la fecha el funcionamiento del Sector Eléctrico Ecuatoriano ha revelado que existen debilidades en el manejo energético – financiero, situación la cual puede llevar al sector eléctrico a una aguda crisis, con la consecuente repercusión negativa para el país. Por todo ello la importancia de hacer estudios y análisis que muestren la realidad del sector eléctrico, sobretodo en el área de generación que es prioridad de este estudio, de tal forma que permitan un desarrollo sostenible del sector buscando siempre el beneficio para el abonado del servicio eléctrico.

1.2.3. CONFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Tal como consta en el Art. 11 de la LRSE, el Sector Eléctrico Nacional está estructurado de la siguiente manera:

1) El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

Sus funciones primordiales son la de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica y ejercer además las actividades de regulación y control en el sector eléctrico.

2) El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE)

Tiene como función global la administración de las transacciones técnicas y

¹² Idem Ref. 10; Pg. 8

financieras del MEM, debiendo resguardar además las condiciones de seguridad en la operación del SNI responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

3) Las Empresas Eléctricas de Generación

La Empresa o Sociedad Generadora es una persona jurídica, pública o privada, nacional o extranjera, constituida o establecida en el país y autorizada mediante contrato de permiso o concesión para la producción de energía eléctrica mediante la explotación económica de centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y cuya producción debe ser situada total o parcialmente en el sistema de transmisión o en la red de distribución de conformidad con la LRSE.¹³

4) La Empresa Eléctrica de Transmisión (TRANSLECTRIC)

La Empresa o Sociedad Transmisora se constituye como una persona jurídica, pública o privada, nacional o extranjera, constituida o establecida en el país y autorizada mediante concesión para el transporte de energía eléctrica y la transformación de la tensión vinculada a la misma desde el punto de entrega hasta el punto de recepción, en forma exclusiva dentro del país, de conformidad con la LRSE.¹⁴ Transelectric S.A. se establece como la única empresa que cumple con estos fines y que se constituye como el enlace entre la generación y la distribución de energía eléctrica.

5) Las Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización

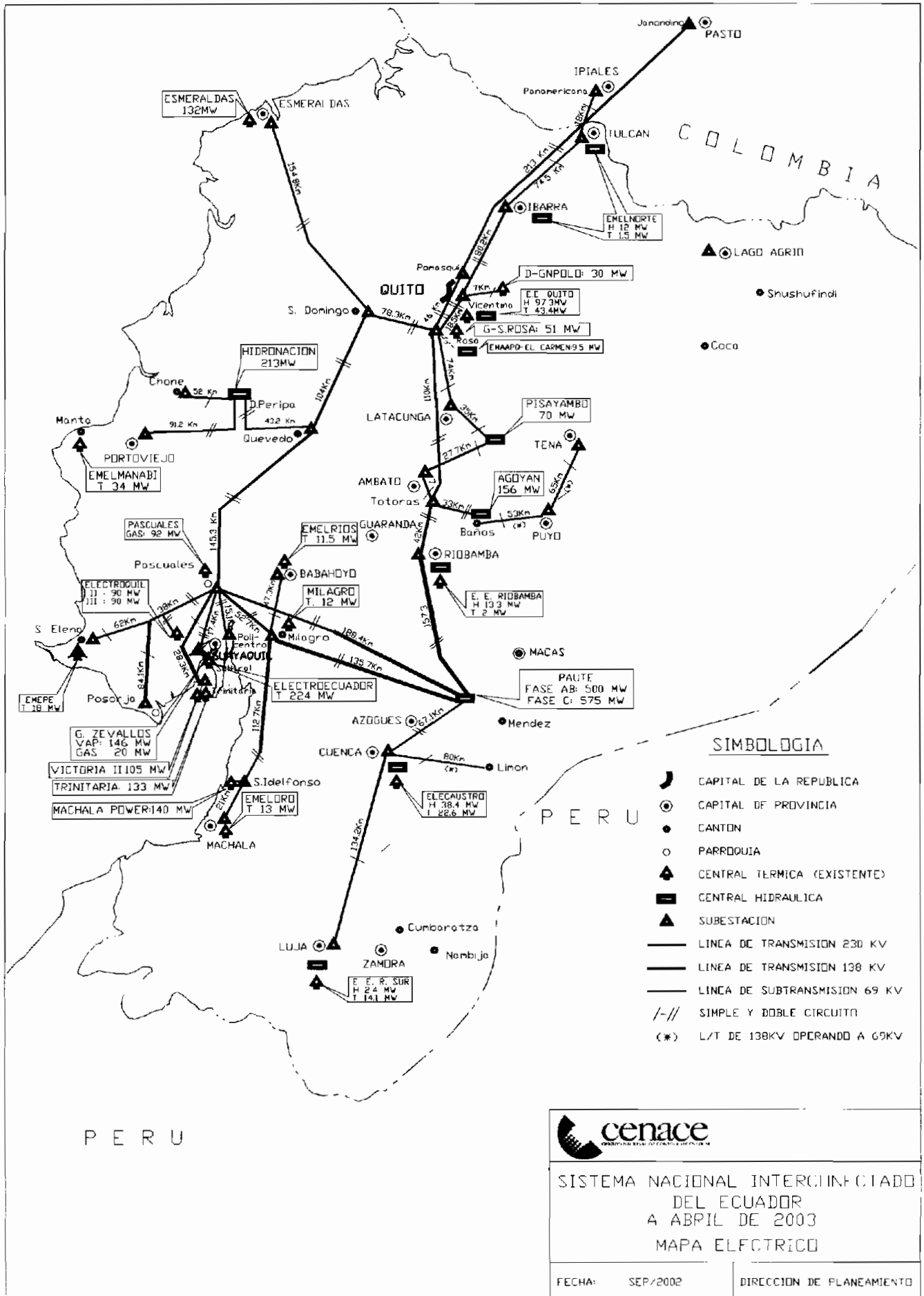
La Empresa o Sociedad Distribuidora y Comercializadora es la persona jurídica, pública o privada, nacional o extranjera, constituida o establecida en el país y autorizada mediante contrato de concesión para la prestación del servicio público

¹³ Registro Oficial No. 408; “Reglamento sobre el Control de Abusos de Posiciones Monopólicas en las Actividades del Sector Eléctrico”; Pgs. 2 y 3

¹⁴ Idem Ref. 13

MAPA ELÉCTRICO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ABRIL DE 2003

Gráfico No.1



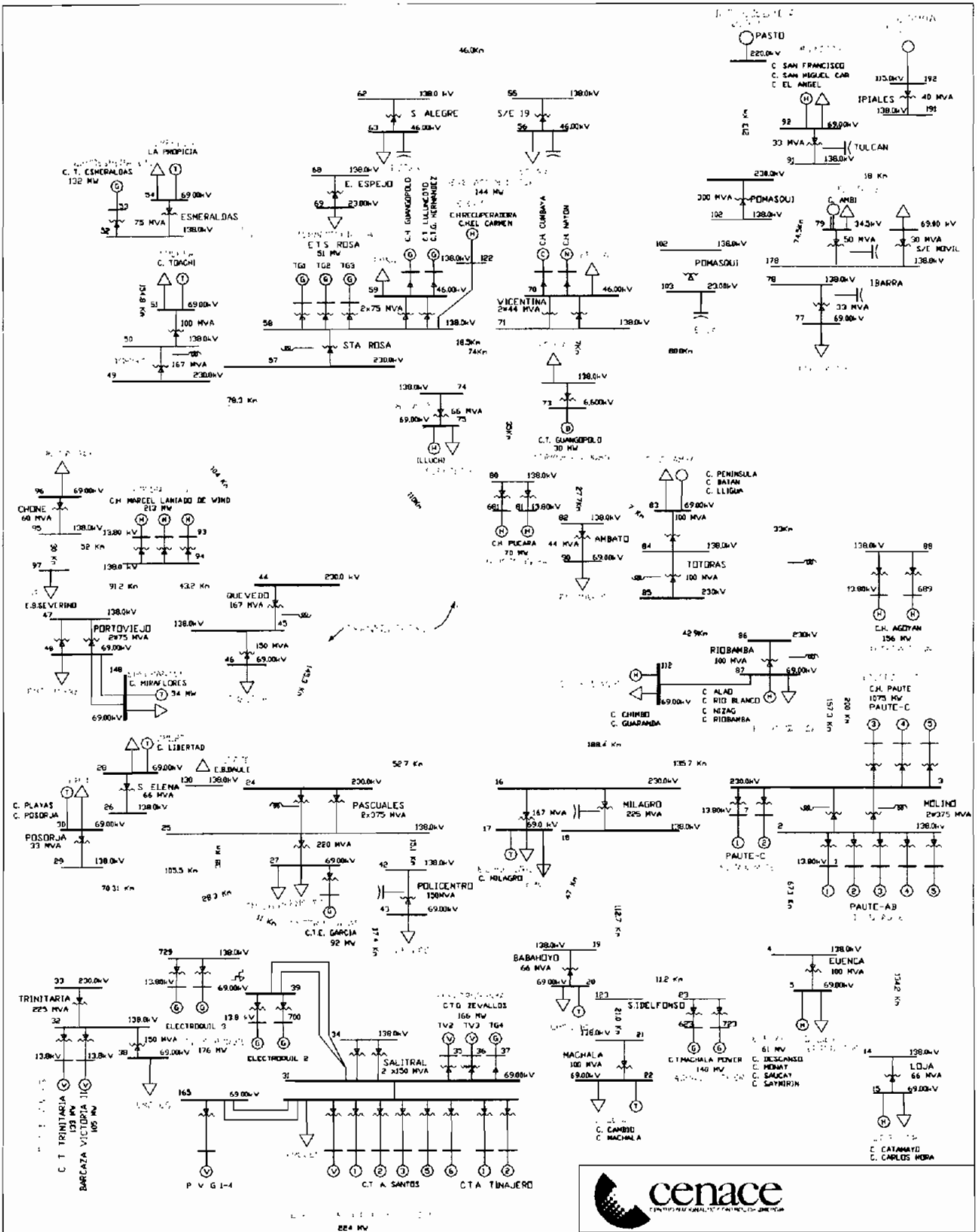
cenace
CORPORACION ECUATORIANA DE ELECTRICIDAD

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
DEL ECUADOR
A ABRIL DE 2003
MAPA ELECTRICO

FECHA: SEP/2002 DIRECCION DE PLANEAMIENTO

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR
ABRIL DE 2003**

Gráfico No.2



de distribución y comercialización de energía eléctrica, virtud por lo cual asume la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico al consumidor final incluyendo además la medición, liquidación, facturación y cobro por el servicio ; todo esto dentro del área en la cual goza de exclusividad regulada de conformidad con lo que establece la LRSE.¹⁵

La configuración esquemática actualizada del Sistema Nacional Interconectado se muestra en el Gráfico No. 1, y el Diagrama Unifilar del S.N.I en el Gráfico No. 2, Esto para el mes de abril de 2003, según proyecciones realizadas en el CENACE.

1.2.4. ESTRUCTURACIÓN, MARCO CONCEPTUAL, TRANSACCIONES Y SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

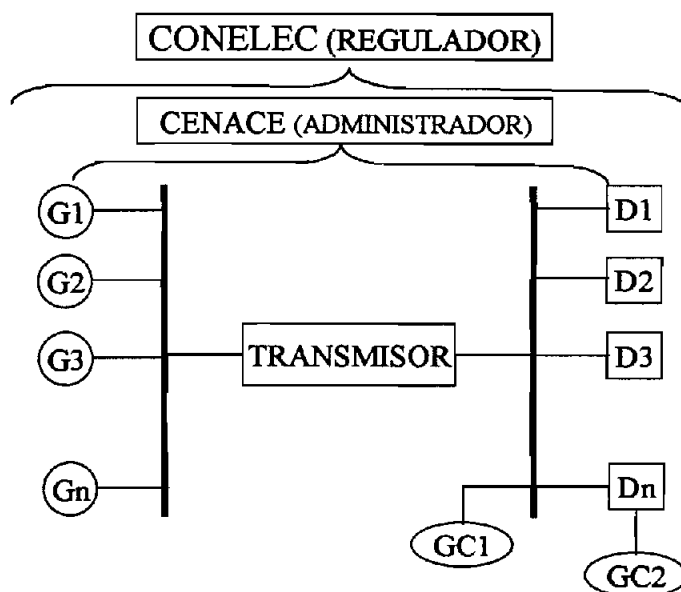


Gráfico No. 3.- Estructura del Sector Eléctrico

¹⁵ Idem Ref. 13, Pg. 3

1.2.4.1. PARTICIPANTES DEL MEM

La Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano se constituye por los llamados Agentes del MEM que son las personas naturales o jurídicas que se encuentran dedicadas a las actividades de Generación, al servicio público de Distribución o Transmisión, Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de Importación y Exportación de Energía. En este Mercado se realizan las transacciones de grandes bloques de energía.¹⁶

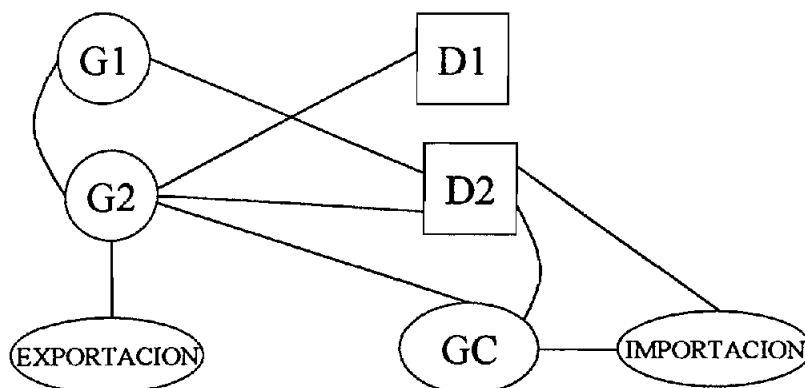


Gráfico No.4.- Transacciones en el MEM

Conforme a lo estipulado en la Regulación No. CONELEC – 002/99 y sus modificaciones respectivas, los agentes habilitados, y que pueden ser participantes en las transacciones en el MEM son los siguientes:

1. EMPRESAS DE GENERACIÓN

- | | |
|-----------------------------|------------------------|
| 1. HIDROPAUTE S.A. | 6. ELECTROGUAYAS S.A. |
| 2. HIDROAGOYÁN S.A. | 7. ELECTROECUADOR, INC |
| 3. MACHALA POWER Cia. Ltda. | 8. ELECTROQUIL |
| 4. TERMOESMERALDAS S.A. | 9. ELECAUSTRO |
| 5. TERMOPICHINCHA S.A. | 10. EMAAP-Q |

Los recursos de generación actualmente en operación, suman 2851 MW de potencia efectiva.¹⁷

¹⁶ LRSE; Legislación Conexa; “Reglamento para el Funcionamiento del MEM”; Febrero 2002; Art. 4 - Pg. 2

¹⁷ CENACE; Dirección de Planamiento; “Análisis del Abastecimiento a Largo Plazo, Ene 02 – Dic 06”

Los nuevos proyectos de generación a incorporarse hasta el año 2006, según la información proporcionada por el CONELEC y por los agentes generadores son los siguientes ¹⁸:

PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	TIPO	FECHA DE OPERACIÓN
Machala Power 1**	2x65	Gas ciclo abierto	Ene-03
Machala Power 2	70	Vapor ciclo combinado	Jul-05
Loreto	1.8	Hidroeléctrico	Jun-03
Colombia	200	Interconexión	Ene-03
Símbibe	1.8	Hidroeléctrico	Ene-04
TERMORIENTE	270	Termoeléctrico	Ene-05
San Francisco	230	Hidroeléctrico	May-06

Tabla No.2

2. EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

- | | |
|-----------------------------|-----------------------------------|
| 1. Regional Norte S.A. (*) | 10. Esmeraldas S.A. (*) |
| 2. Quito S.A. (*) | 11. Regional Manabí S.A. (*) |
| 3. Cotopaxi (*) | 12. Los Ríos C.A. (*) |
| 4. Ambato S.A. (*) | 13. Milagro C.A. (*) |
| 5. Riobamba S.A. (*) | 14. Península Sta. Elena C.A. (*) |
| 6. Regional Centro Sur S.A. | 15. EMELGUR S.A. |
| 7. Regional Sur S.A. (*) | 16. EMELEC |
| 8. Azogues C.A. | 17. El Oro S.A. (*) |
| 9. Bolívar S.A. (*) | 18. Santo Domingo S.A. |

3. EMPRESA DE TRANSMISIÓN

TRANSELECTRIC S.A

4. GRANDES CONSUMIDORES

- | | |
|---|------------------------------------|
| 1. Industrias Guapán S. A. | 15. Corp. Jabonería Nacional |
| 2. Aglomerados Cotopaxi S. A. | 16. La Fabril S.A |
| 3. CONGASEOSAS | 17. EXPALSA |
| 4. ANDEC | 18. CRIDESA |
| 5. Base Naval Guayaquil | 19. Cartonera Ecuatoriana |
| 6. AGA | 20. INTERAGUA |
| 7. ADELCA | 21. CARTOPEL |
| 8. Estación de Bombeo de Severino (CRM) | 22. Ecuatoriana del Caucho S. A. |
| 9. NIRSA S. A. | 23. Cervezas Nacionales C. A. |
| 10. KIMBERLY – CLARK | 24. Industrias ROCACEM (S. Rafael) |
| 11. Empresa Papelera Nacional | 25. FISA S.A. |
| 12. PICA | 26. Plastigama S. A. |
| 13. Industrias ROCACEM (Cerro Blanco) | 27. Cedal |
| 14. ENKADOR | 28. Plasticaucho Industrial S. A. |

¹⁸ Idem Ref. 17, Pg. 3

Notas: (*) Empresas que disponen de generación y que no están escindidas.

(**) Machala Power 1 ya se encuentra en operación desde el 14 de Septiembre del 2002, y en el presente estudio se analiza su funcionamiento y su perspectiva a futuro, comparando sus utilidades y eficiencia (en unos pocos meses) con otras centrales tanto hidroeléctricas como térmicas. Fuente: CONELEC.

1.2.4.2. MARCO CONCEPTUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL MEM

- < El funcionamiento del MEM busca regirse por los siguientes principios:
- Establecer la libre competencia para el abastecimiento de la demanda tanto para la generación existente cuanto para la expansión del parque generador.
 - Alcanzar la eficiencia a través de precios y cargos que reflejen los costos económicos, que hagan viables el establecimiento de los negocios de generación así como se propenda al mejoramiento y desarrollo del sector eléctrico.
 - Las condiciones de la oferta y la demanda sean las que determinen los precios.
 - Garantizar un acceso a la información, transparencia en las transacciones del mercado y el trato no discriminatorio a sus agentes.
 - Posibilitar la importación y exportación de energía.>¹⁹

1.2.4.3. TRANSACCIONES EN EL MEM

El MEM abarcará todas las transacciones de suministro eléctrico entre :

- Generadores
- Generadores y Distribuidores
- Generadores y Grandes Consumidores
- Se incluyen la Importación y Exportación de Energía

Las transacciones que pueden realizarse en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son únicamente:

¹⁹ CONELEC, Regulación No. 007/00 , “Procedimientos del MEM – Versión 2.0”, Pg. 2

Transacciones en el Mercado Ocasional o Spot (Pool)

El Mercado Ocasional es el mercado de transacciones de energía eléctrica a corto plazo, no comprometidas en contratos a plazo de suministro de electricidad.²⁰ En este mercado se realizan transacciones entre Generadores, Generadores y Distribuidores, Generadores y Grandes Consumidores. Se vende energía por parte de los Generadores y se puede comprar energía por parte de Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores.

Los precios de este mercado serán los Costos Marginales a Corto Plazo establecidos por el CENACE, los cuales serán motivo de revisión mas adelante en este estudio.

Las transacciones en este mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

- Las ventas por parte de los Generadores serán las que resulten del *despacho* que realice el CENACE, conforme se establece en la LRSE, y
- Las compras que realicen los Distribuidores y Grandes Consumidores se valorizarán al precio que periódicamente el CENACE de acuerdo con el literal anterior y los procedimientos que para el efecto se determinen en el Reglamento.²¹

Transacciones en el Mercado de Contratos a Plazo

Los Contratos a Plazo dentro del Mercado Mayorista son aquellos de libre pacto entre las partes interesadas como son los realizados entre: Generadores y Grandes Consumidores y los realizados entre Generadores y Distribuidores por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.²²

²⁰ LRSE; Legislación Conexa; "Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias"; Glosario Pg.41, Feb 02

²¹ LRSE; Legislación Conexa; "Ley de Régimen del Sector Eléctrico"; Febrero 2002; Art. 47 - Pg.16

²² Idem Ref. 21, Art. 46, Pg. 15

Transacciones por Importación y Exportación de Energía

Son aquellos convenios contractuales mediante los cuales se pueden realizar transacciones de energía con países vecinos, sea esto realizado para abastecer la demanda de energía interna existente como en el caso de la actual interconexión internacional con Colombia (Ver Gráficos No.1 y 2) o para una futura exportación de energía en el caso de haber un excedente de producción.

1.2.4.4. SITUACIÓN ACTUAL DEL MEM

Las dificultades existentes para el normal aprovisionamiento de combustibles, por parte de las empresas de generación termoeléctrica del MEM, debido al incumplimiento de ciertos requisitos exigidos por Petrocomercial, la falta de reparación luego de la ocurrencia de daños en las unidades y otras causas, han ocasionado la indisponibilidad de generación de 216 MW, contabilizados al 30 septiembre de 2002 (Anexo 3).

Los incrementos de recursos de generación para el MEM, constituyen la ya mencionada central de Machala Power de 140 MW en dos unidades que consumen gas natural en ciclo abierto, la contratación de la barcaza Victoria II de 105 MW por parte de Electroguayas y la línea de interconexión internacional a 230 kV con Colombia, con una capacidad de transferencia de 250 MW.

De otra parte, la Empresa Electroecuador ha comunicado oficialmente al CONELEC y al CENACE, el retiro de la central a vapor Guayaquil de 30 MW, desde febrero de 2003, por causa de la prohibición de operación emitida por la Municipalidad de Guayaquil, debido a problemas de contaminación ambiental.²³

1.3 OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO

Contrastar la diferencia de valores existente entre la asignación de Costos de Generación con los cuales son remuneradas las generadoras en el MEM y sus

²³ CENACE, Dirección de Planeamiento, "Plan de Operación del MEM, Oct 02-Sept 03", Pg. 2

Costos por Instalación - Producción. Esto permitirá determinar un margen de utilidades aproximado obtenido por parte de las generadoras en el 2002; de tal forma, que dentro de un escenario específico planteado y de acuerdo al tipo de generadora, se pueda tener así la posibilidad de hacer análisis acerca de la aplicación de la teoría marginalista para el despacho diario y las correspondientes remuneraciones. Además los resultados ofrecerán una perspectiva adecuada para escoger la mejor alternativa para inversión en generación desde la óptica del mejor negocio y desde el criterio de buscar el mayor beneficio para el usuario final, que es el interés común.

Se complementará el estudio realizando un breve análisis acerca de las actuales liquidaciones por concepto de Potencia Remunerable en base a los valores fijados en el Mercado.

1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL PROYECTO

- Determinar los principales componentes de costo involucrados en el proceso de Generación de Energía Eléctrica.
- Confrontación de costos vs. ingresos en el Mercado Ocasional y de Contratos para generadoras típicas del parque generador ecuatoriano.
- Determinar la influencia del Costo de Generación y su ponderación en la Tarifa del Usuario Final.
- Breve análisis de las liquidaciones por Potencia Remunerable Puesta a disposición (PRPD), en base a los valores fijados en el mercado.

1.4 ALCANCE DEL PRESENTE ESTUDIO

Dentro de el esquema de funcionamiento del mercado es esencial conocer la rentabilidad o beneficio obtenido en la operación de diferentes tipos de centrales

generadoras (con unidades tipo: gas, vapor, MCI o hidráulicas) considerando tanto el Mercado Ocasional como el de Contratos. Definido esto se podrá establecer la diferencia de valores entre los costos de instalación producción declarados por los agentes y las remuneraciones fijadas en el MEM; adicionalmente se analizará la ponderación del PRG (Precio Referencial de Generación) dentro de la tarifa y se hará una breve revisión del pago por capacidad (potencia) en el mercado. Siendo este el marco global del presente proyecto, entonces el alcance será fijado o abarcará los siguientes puntos:

- Definición y análisis de Costos Fijos y Variables de Generación.
- Dentro de un escenario determinado, obtención de la magnitud de los componentes de costo para diferentes tipos de centrales generadoras consideradas como típicas del parque generador ecuatoriano.
- Evaluación económica de generadoras en base a un procedimiento determinado al comparar costos e ingresos en el Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano en el 2002.
- Análisis del margen de utilidad de las generadoras por concepto de costos y pagos de energía-potencia en el MEM. El análisis se hará mediante la utilización de matrices o tablas elaboradas tomando como base información de transacciones comerciales mensuales que posee el CENACE.
- Estudio de el procedimiento fijado para la determinación del Precio Referencial de Generación y determinación de su ponderación en la obtención de la Tarifa para el abonado final. Se utilizará para el efecto información proporcionada por el CENACE y datos de costos y tarifas para las empresas eléctricas sujetas a regulación proporcionados todos por el CONELEC.

- Breve revisión del procedimiento para remuneración a la Potencia o Capacidad disponible en el país. Se pondrá énfasis en la repercusión que esto acarrea en la tarifa del usuario final del Servicio Eléctrico.

Solo como guía cabe indicar que todo el presente estudio basa sus análisis y conclusiones utilizando principalmente información recopilada del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano en el 2002, además de utilizar como referencias, algunos datos de los años precedente y posterior: 2001 y 2003. En el caso de utilizar o hacer referencia a datos de años más anteriores o en el caso de proyecciones, esto ha sido claramente especificado y se señala también por ende en la bibliografía al final de cada capítulo.

REFERENCIAS - CAPÍTULO 1:

- ¹ INTERNET: Políticas públicas, eficiencia y equidad en el sector eléctrico (SP / RRPMP / Di N° 4) Marzo 1999
- ⁵ FUNDACIÓN JOSÉ PERALTA, "Ecuador su Realidad", Séptima Edición actualizada al 2000, Pgs. 30, 35
- ⁶ INTERNET, Ing. Gerardo Sánchez G, "Regulación Ecuatoriana de las Normas de Calidad, Seminario Internacional Calidad y Seguridad en el Servicio Eléctrico", Quito 24 y 25 de Octubre del 2002
- ¹⁰ GABRIEL ARGÜELLO RIOS, CENACE, "Informe para la Sesión Ordinaria de la Sala General de Miembros de la Corporación CENACE 2002", Pgs. 5 y 6
- ¹³ REGISTRO OFICIAL NO. 408, de 10 de septiembre de 2001, "Reglamento sobre el Control de Abusos de Posiciones Monopólicas en las Actividades del sector Eléctrico", Pg. 2 y 3
- ¹⁶ LRSE, Legislación conexas, "Reglamento para el Funcionamiento del MEM", Capítulo II - Art. 4, Pg. 2, Febrero del 2002.
- ¹⁷ CENACE, Dirección de Planeamiento, "Análisis del Abastecimiento Energético en el Largo Plazo", Enero 2002-Diciembre 2006
- ¹⁹ CONELEC, Regulación No. 007/00, "Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista – Versión 2.0", Pg. 2
- ²⁰ LRSE, Legislación conexas, "Reglamento de Concesiones Permisos y Licencias", Glosario Pg. 41, Febrero del 2002.
- ²¹ LRSE, Legislación conexas, "Ley de Régimen del Sector Eléctrico", Capítulo VIII Arts. 45 - 46 y 57, Pgs. 15 -16 y 17, Febrero del 2002.
- ²³ CENACE, Dirección de Planeamiento, "Plan de Operación del MEM, Oct 02 – Sept 03", Pg. 2.

CAPÍTULO 2

ESTUDIO DE COSTOS POR INSTALACIÓN- PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL PAÍS

2.1 ANÁLISIS DE COSTOS FIJOS Y VARIABLES

2.1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS UNIDADES GENERADORAS

A continuación se presenta el tipo y clase de turbinas de algunas de las principales centrales generadoras que existe en el país. (Ver también Anexo 1)

Empresa	Central	Tipo	Clase
HIDRONACIÓN	Daule-Peripa	Hidráulica	Turb. Francis
ELECTROQUIL	Guayaquil	Térmica	Turb.Gas
ECUAPOWER*	Sto.Domingo	Térmica	Turb.Gas
	Sta.Elena	Térmica	Turb.Gas
ENERGYCORP *	La Barcaza	Térmica	Turb.Gas
ELECTROECUADOR	Guayaquil	Térmica	Turb.Vapor
	A.Santos	Térmica	Turb.Gas
	A Tinajero	Térmica	Turb.Gas
ELECTROGUAYAS	G.Zevallos	Térmica	Turb.Vapor
	Trinitaria	Térmica	Turb.Vapor
	E.García	Térmica	Turb.Gas
HIDROPUCARA	Pisayambo	Hidráulica	Turb.Pelton
TERMOESMERALDAS	Esmeraldas	Térmica	Turb.Vapor
HIDROAGOYÁN	Agoyán	Hidráulica	Turb. Francis
TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica	MCI
	Sta.Rosa	Térmica	Turb.Gas
HIDROPAUTE	Paute AB	Hidráulica	Turb.Pelton
	Paute C	Hidráulica	Turb.Pelton
ELECAUSTRO	Saucay	Hidráulica	
	Saymirin	Hidráulica	
	El Descanso	Térmica	MCI
EMAAP-Q	Monay	Térmica	MCI
	El Carmen	Hidráulica	Turb.Pelton
ELEPCOSA	Recuperadora	Hidráulica	Turb.Pelton
	El Estado	Hidráulica	Turb.Pelton
EMELRIOS	Illuchi 1 y 2	Hidráulica	Turb.Pelton
	Centro Industrial	Térmica	MCI
EMELMANABI	Miraflores	Térmica	MCI
MACHALA POWER	M. Power A	Térmica	Turb.Gas
	M. Power B	Térmica	Turb.Gas

Tabla No. 3.- Tipos de Turbinas por Central Generadora.
Referencia: Pag. Web del CENACE, Actores del MEM

* Según información recopilada en el CENACE, a la fecha, las unidades de Energycorp son administradas por Electroguayas y Ecuapower se encuentra fuera de operación.

Aunque el análisis de Costos en el presente Capítulo y el de Remuneraciones en el MEM (Capítulo 3) tiene el carácter de general, el presente estudio se centrará en el análisis del desempeño de un número determinado de generadoras (o distribuidoras) que se consideraron como típicas del parque generador ecuatoriano en el 2002 y que servirá de valiosa referencia para conocer el funcionamiento de la mayoría de generadoras del país.

Dentro de las generadoras que se encuentran en la Tabla No. 3 se seleccionará a las más representativas siguiendo la metodología que se especifica a continuación.

2.1.2 METODOLOGÍA SEGUIDA Y SELECCIÓN DE GENERADORAS

Con los conocimientos anteriormente revisados y en base a el catálogo de generadoras e indisponibilidades de generación de el Plan de Operación del MEM Oct 02-Sep 03 realizado por el CENACE y que constan en los Anexos 2 y 3 de este trabajo; se han definido las generadoras a analizar.

El detalle de las generadoras consideradas con sus centrales y unidades se puede ver en los Anexos 4, 5 y 6. Cabe resaltar que esto solo se presenta como información adicional ya que en este estudio no se toma en cuenta la contribución individual de cada unidad, máquina o turbina; mas si los bloques o montos acumulados de energía, potencia, costos y remuneraciones de la empresa generadora, salvo excepciones que han sido claramente especificadas. Como ya se ha indicado, las generadoras consideradas con sus respectivas centrales y unidades serán de un mismo tipo, sean estas de vapor, gas, MCI o hidráulicas y se han agrupado designándolas con la siguiente nomenclatura:

CODIGO-TIPO-UNIDAD	NOMBRE-TIPO-UNIDAD	DESCRIPCION-TIPO-UNIDAD
HID	HIDRAULICA	PASADA
HEM	HIDRAULICA	EMBALSE
TBV	TERMICA	TURBO VAPOR
TBM	TERMICA	BUNKER MCI
TDB	TERMICA	BUNKER DIESEL
TDM	TERMICA	DIESEL MCI
TDI	TERMICA	DIESEL
TDG	TERMICA	GAS
TNG	TERMICA	NAFTA GAS
TGG	TERMICA	GAS NATURAL

Tabla No.4. - Texto en Negrilla: Tipos considerados

Como se muestra en la Tabla No. 4 los tipos de generadoras consideradas (en negrilla) representaran casi la totalidad del parque generador del país excepto las tipo TDI, TDB y TBM que no se han tomado en cuenta debido a que no existen generadoras "puras" de este tipo, es decir no se hallaron plantas térmicas que tengan exclusivamente este tipo de unidades, lo cual no permite hacer una comparación entre el funcionamiento de una y otra generadora del mismo tipo. De esta forma se han considerado el siguiente número y tipo de generadoras, haciendo puntualizaciones o consideraciones especiales acerca de la elección de las mismas de ser necesario:

3 HIDRÁULICAS DE PASADA (HID):

Hidroagoyán, EMAAP Q., Elepcosa (Cotopaxi S.A.)

Las Centrales de Pasada como éstas se caracterizan por no tener la posibilidad de acumular agua (energía potencial) en reservorios o presas y por aprovechar solamente la energía cinética del caudal de agua. (Ver también Anexo 1)

Hay que tomar en cuenta ciertos aspectos operativos en el caso de las centrales de pasada consideradas para poder hacer así el posterior análisis:

- Al determinar la Potencia Instalada de la *Empresa Eléctrica Agoyán (Hidroagoyán)* no se toma en cuenta el aporte de Pisyambo-Pucará (Hidropucará) con sus 76 MW. Pese a que Hidroagoyán es la Empresa que administra a la

central de Pucará, el análisis se hará como si constituyeran dos generadoras independientes.

- La *Empresa Municipal de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q)* posee plantas de generación (El Carmen y Recuperadora) con una Potencia Instalada conjunta de 23,40 MW de la información obtenida en el CONELEC ¹; sin embargo, la central Recuperadora ingresó generación al mercado solo un día de Noviembre y todo el mes de Octubre del 2002 * (Ver Anexos 6 y 27), tal como se desprende de los Reportes Mensuales de Transacciones del CENACE ², y esto obviamente tendrá repercusiones al revisar los ingresos o liquidaciones para la EMAAP-Q durante el año. Hay que resaltar que la EMAAPQ tiene los 15 MW instalados de su Central Recuperadora destinados para producción de energía eléctrica para su propio consumo (autogenerador), sin embargo, puede tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional de Transmisión, sistemas de distribución, o de los sistemas aislados de transporte. Esto se establece en la Regulación CONELEC 007/00 y en las Estadísticas de la misma entidad. En el año analizado hubo aporte de Recuperadora para abastecimiento energético del mercado y por ello se considerará como central generadora dentro del presente estudio *

- La *Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A (Elepcosa)* ha tenido en operación continua, para el abastecimiento del mercado durante el año, solo a sus unidades No. 1 * de la Central Illuchi I y II respectivamente ² Esto implica que de los 12,16 MW de Potencia Nominal que posee esta generadora hidráulica, solo 9,36 MW han estado prestos para la generación eléctrica. (Ver Anexos 6 y 27). De igual forma que en el caso de la EMAAPQ el efecto de esto influirá quizás negativamente en el rendimiento económico de esta generadora. Esto se podrá refutar al ver las

¹ Página web CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico del 1er Semestre del 2002", Pg. 41

² CENACE, Dirección de Transacciones Comerciales, "Reportes Acumulados de Transacciones Mensuales de Generación 2002"

* Información complementaria obtenida determinó que la Central Recuperadora si aportó generación en forma continua durante el 2002 (por más de 10 meses), pero dicha generación no fue liquidada por el CENACE debido a problemas de tipo comercial y de concesión. En caso similar se encontrarían algunas unidades de la Distribuidora Elepcosa, pero para el presente estudio se toma como referencia básica solo los Reportes de Transacciones Mensuales del CENACE que no consideran estos aspectos.

remuneraciones que obtiene esta planta en el mercado en el Capítulo 3, y sobretodo al analizar las utilidades anuales por generadora en el Capítulo 4.

3 HIDRÁULICAS DE EMBALSE (HEM):

Hidropaute, Hidronación, Hidropucará

Caracterizadas por su capacidad de embalse (represa), este tipo de plantas hidroeléctricas pueden acumular el agua no turbinada en el día, reservándola para su uso en las horas de mayor demanda del sistema. En ocasiones cuando hay excedentes de agua y no se necesita generación de estas centrales, el agua fluye libremente (“se bota el agua”) y se puede utilizar aguas abajo para otros fines como por ejemplo para regadío.

La operación de cada una de estas centrales hidráulicas ha sido regular en el año ³ y no se requiere hacer ninguna aclaración o consideración especial excepto que como se mencionó anteriormente, el análisis de Hidropucará se hará independientemente de la operación, características técnicas y liquidaciones para la planta de Hidroagoyán.

2 TÉRMICAS DE VAPOR (TBV):

Electroguayas y Termoesmeraldas

Centrales como estas aprovechan el vapor de agua como elemento motriz; y para el caso en estudio se han considerado dos generadoras tipo TVB, es decir unidades de turbo vapor que utilizan principalmente bunker como combustible.

En el caso de *Electroguayas* se ha hecho una consideración especial que fue la de asumir que esta generadora solo posee unidades tipo TVB (Trinitaria y G. Zevallos TV2 y TV3), cambiando así el valor real de potencia instalada de 526,94 MW a 279 MW solo con el fin de analizar el rendimiento económico de este tipo de unidades. Esto se ha hecho tomando en cuenta que las unidades de gas (TG) de esta empresa prácticamente no operaron en el año (con la excepción de la Barcaza - Victoria II), por lo cual no recibieron remuneración significativa alguna, pudiendo constatarse esto en los Reportes Mensuales de Transacciones

³ Idem Ref. 2

del CENACE y en el Anexo 3 de este trabajo que confirma que la unidad G. Zevallos TG4 se halla indisponible desde el año 2000 y en la misma situación se encuentra la Central Pascuales (Enrique García) que se encuentra en mantenimientos desde el 2001.

El análisis de la planta Victoria II (Térmica de gas) de la desaparecida empresa Energycorp se hará por separado, ya que la información obtenida en el CENACE así lo permite.

2 TÉRMICAS M C I (TDM)

Emelríos y Emelmanabí

Estas dos empresas "distribuidoras" poseen como unidades generadoras Motores de Combustión Interna que tienen como principal insumo para la producción el diesel. Pese a que su operación durante el año fue sumamente irregular, con un aporte pequeño de generación, que en el caso de Emelríos se redujo a la operación de sus unidades durante solo dos meses ⁴ (Ver además Generación Neta Anual en el Anexo 7 u 8), se han tomado en cuenta para el análisis haciendo ciertas consideraciones en el caso de la empresa Emelmanabí:

- *Emelmanabí* con sus unidades generadoras de Miraflores (Ver Anexos 5 y 6) no ha tenido disponibles ni en operación en el año a sus unidades 1,2 3, y 4 de bunker tipo TBM, por ello, aunque se han tomado en cuenta estas unidades para determinar la potencia instalada de la generadora, se asume que estas fueran unidades de diesel que no operaron en el año por diversas causas. ¹² De esta forma se podrá "encasillar" a Emelmanabí como una distribuidora que posee unidades de generación de tipo puramente TDM (Motor de combustión interna a Diesel).

3 TÉRMICAS DE GAS (TG)

Electroquil, La Barcaza-Victoria II (ex-Energycorp), EDC- Machala Power

La generación por estas centrales se produce mediante turbinas de gas de ciclo abierto que usarán diferentes substancias combustibles para producir energía

⁴ Idem Ref. 2

mecánica para así entregar potencia al eje y finalmente obtener energía eléctrica. En este caso específico los combustibles usados son: Diesel, Nafta y Gas Natural para las unidades de Electroquil, Victoria II y Machala Power respectivamente.

Es primordial indicar que al hacer el análisis de las unidades A y B de Machala Power se está considerando una operación normal durante el año, pese a que la concesión otorgada para la generación de esta planta, según información del CONELEC se da recién el 14 de septiembre del 2002; es decir, se comparará la operación de una generadora que ha trabajado prácticamente solo cuatro meses con algunas que han operado todo el año.⁵ De esta forma se busca analizar la influencia de esta nueva clase de generación que utiliza gas del golfo en el parque generador ecuatoriano.

Resulta pertinente precisar que se concibe por unidad generadora a la máquina rotatoria compuesta de un motor primario (turbina hidráulica, de vapor, de gas y de motor diesel) acoplado a un generador eléctrico.

En los Anexos 2, 4, 5, 6 y 12 se pueden revisar los tipos y características de cada unidad generadora considerada, así como aspectos tales como: Potencia Nominal, Potencia Efectiva, Rendimiento (kWh / gal), combustible usado, etc.

Aspectos como disponibilidad o continuidad en la operación de las centrales y/o unidades generadoras durante el año se han obtenido de reportes acumulados de transacciones mensuales de la Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE. Al final de este trabajo se anexan algunos de estos reportes pero resumidos; es decir, reportes en los que sólo se presenta la información acumulada por generadores; la información desglosada por unidades o máquinas generadoras es de uso interno del CENACE y aunque cierta información como datos puntuales fue obtenida, no se tienen datos para adjuntar al respecto.⁶

Solo por facilidad en el manejo de la información se adoptará además la simbología que utiliza el CENACE en las declaraciones de Costos Variables, para así distinguir los tipos de centrales o unidades de las empresas generadoras cuando el caso lo requiera. Así:

⁵ Idem Ref. 2

⁶ Idem Ref. 2

Tipos de Centrales de las Empresas Generadoras consideradas	P	Central Hidroeléctrica de Pasada
	E	Central Hidroeléctrica con Embalse
	BV	Central /unidad termoeléctrica a vapor (Opera con Bunker)
	D	Central /unidad termoeléctrica: motor de combustión interna a Diesel
	G	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Gas Natural)
	DG	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Diesel)
	N	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Nafta)

Tabla No.5.

Para la selección se tomó en cuenta generadoras de pequeña y gran capacidad instalada (potencia), esto para el caso de las empresas hidráulicas; mientras que para las térmicas se tomaron en consideración centrales de diferentes rendimientos (kWh / galón) del mismo tipo , todo lo cual permitirá realizar una confrontación en el momento de analizar resultados. De esto hay como cerciorarse verificando las Potencias instaladas, efectivas y rendimientos de las unidades en los Anexos No. 6 y 12

2.1.3 COMPONENTES DEL COSTO PARA DIFERENTES TIPOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN (CENTRALES TÍPICAS)

Conocidos los principales conceptos técnicos y de infraestructura que caracterizan el funcionamiento operativo y constitución de diferentes tipos de centrales generadoras, y una vez definidas las que serán objeto de análisis, ahora se pasa a determinar las principales componentes de costos que deben ser cubiertos por estas "empresas" permitiendo la implementación y puesta en marcha de las mismas. Para cumplir con este fin se ha planteado un escenario de análisis (que será claramente especificado mas adelante) que busca reflejar con la mayor cercanía posible los costos en que han incurrido los diferentes tipos de generadoras para la instalación y operación de sus equipos en el año 2002.

Es importante tomar en cuenta en el análisis de costos que los proyectos hidroeléctricos demandan una gran inversión inicial, así como un sin número de estudios previos y un período de construcción bastante largo que hace que este tipo de proyectos no puedan atender inmediatamente los requerimientos de creciente demanda que existen. Sin embargo una vez en marcha, los costos

operativos resultan bastante bajos, ya que por ejemplo el costo del agua que es la principal "materia prima" para la producción de energía hidroeléctrica tiene un costo de prácticamente cero 0,2 ¢ US\$/kWh según declaraciones de Costos Variables del CONELEC ⁷; caso contrapuesto al de las generadoras térmicas en las que la inversión inicial es pequeña pero con altos costos operativos o de producción.

CONCEPTOS ECONOMICO- FINANCIEROS INVOLUCRADOS

Sin lugar a dudas la elección de la alternativa más viable para inversión en generación eléctrica no se puede hacer "a dedo", debe ser finalidad del Estado y de las entidades competentes que el usuario final sea siempre el beneficiado sin olvidar las garantías para el inversionista en un ambiente de libre competencia. Por todo ello antes de la realización de cualquier proyecto siempre será necesario hacer una evaluación de la factibilidad del mismo; considerando diferentes escenarios y alternativas, realizando sensibilidades y siempre valorando en especial el aspecto económico. La parte del análisis económico pretende determinar cual es el monto de los recursos económicos que se invirtieron en el proyecto, cuál es el costo total de operación de la(s) planta(s) (que abarque las funciones de producción, mantenimiento, etc, así como otra serie de indicadores que servirán para finalmente determinar las utilidades netas o pérdidas netas anuales, si el caso se diera, de cada una de las generadoras consideradas.

A continuación se hace un breve resumen de la teoría, conceptos y parámetros considerados para hacer el posterior análisis económico en el año de las empresas generadoras seleccionadas; esto una vez determinados, definidos, y analizados todos los Costos por Instalación-Producción de Energía (presente capítulo) e Ingresos o Liquidaciones (Capítulo 4) de las mismas.

Costo

La palabra "costo" como la palabra "gasto" y "carga" se utilizarán indistintamente

⁷ CONELEC, "Plan de Electrificación 2002-2011", Costos Variables de Producción de Unidades de Generación del SNI determinados por el CENACE, Pg.62.

en este trabajo y se puede decir que aunque es una palabra muy utilizada no existe una acepción precisa de este concepto hasta el momento, por ello se dirá simplemente que "se entiende por costo a un desembolso en efectivo o especie hecho en el pasado, en el presente, en el futuro o en forma virtual." Como ejemplos de esto se tiene: los costos pasados, que no tienen efecto para propósitos de evaluación, se llaman "costos hundidos"; a los costos o desembolsos hechos en el presente (tiempo cero) en una evaluación económica se les llama "inversión"; en un estado de resultados proforma o proyectado en una evaluación, se utilizarían los costos futuros, y el llamado "costo de oportunidad" sería un buen ejemplo de costo virtual, así como también lo es el hecho de asentar cargos por *depreciación* en un estado de resultados, sin que en realidad se haga un desembolso⁸

Costo de Oportunidad

Es el costo de la mejor oportunidad rechazada (es decir, a la que se renuncia) y que con frecuencia está oculta o implícita. Es incurrir un costo de oportunidad debido al uso de recursos limitados, de tal manera que se renuncia a la oportunidad de utilizar estos recursos con ventaja monetaria en un uso alternativo⁹

Inversión Total Inicial: Fija y Diferida

Se entiende por Inversión Total Inicial Fija, a la adquisición de todos los activos tangibles (que se pueden tocar) o fijos, esto es los bienes propiedad de la empresa, como terrenos, edificios, maquinaria, equipos, vehículos de transporte, herramientas y otros. Se le llama fijo porque la empresa no puede deshacerse de él fácilmente sin que con ello ocasione problemas a sus actividades productivas (a diferencia del activo circulante).

Se entiende por Inversión Total Inicial Diferida, a la adquisición del activo Intangible, que es el conjunto de bienes de la empresa necesarios para su funcionamiento, como son: patentes de invención, marcas, diseños comerciales o

⁸ Baca Urbina Gabriel, "Evaluación de Proyectos", Estudio Económico-Parte 4, 1997, Pgs. 134 - 139

⁹ De Garmo - G. Sullivan - Bontadelli - Wicks, "Ingeniería Económica", Décima Edición, Pg. 22

industriales, asistencia técnica, contratos de servicio, etc., estudios que tienden a mejorar en el presente o en el futuro el desempeño de la empresa.

En el actual proyecto se obtiene el monto de la Inversión Total Inicial de la generadora, como el resultante del producto del Costo Unitario de Inversión (US\$ / kW) por la Potencia Instalada (pero disponible); se considera que este valor obtenido incluye la inversión fija y diferida aquí comentada. Los datos fueron proporcionados en el CENACE y en base a datos referenciales del Plan Maestro de Electrificación del ex-Inecel. Ver Tablas No. 6 y 7, además los Anexos 7 y 8.

Rentabilidad

La Rentabilidad o Rendimiento de Capital tiene varias acepciones de acuerdo al tipo de negocio que se desee emprender. Se puede considerar en dos formas para este estudio:

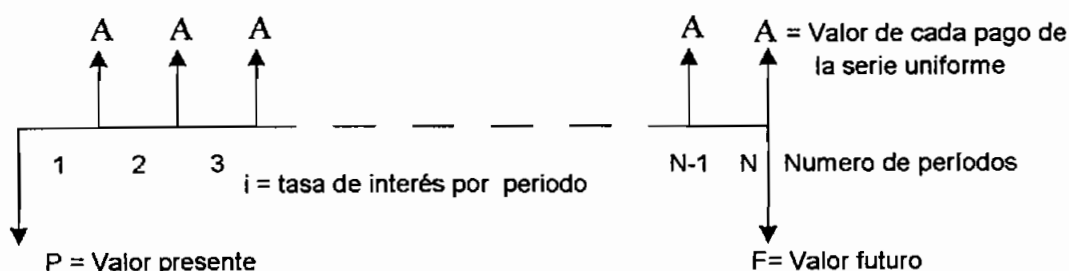
- Constituye un pago por el riesgo que corre el proveedor (generador) al permitir que otra persona u organización haga uso de su capital.
- Se puede constituir como un incentivo para el proveedor (generador) por acumular un capital y ofrecerlo en el mercado.

En ambos casos la rentabilidad se constituye en un rendimiento que se espera obtener por la inversión de un Capital, y en el caso de la generación eléctrica se tomará como valor referencial (Tasa de Rendimiento Referencial) el 11,2 % fijado por el CONELEC.

Desembolso Anual Promedio Requerido: la Anualidad

Se considera como el flujo de efectivo uniforme pagado u obtenido por una cantidad A , que ocurre al final de cada período durante n períodos a un interés $i\%$ por período. En el presente estudio, la Anualidad puede ser considerada como el Costo de Capital o desembolso Anual promedio requerido para que al final de la vida útil n de la Planta o Generadora se obtenga:

- 1) Recuperar la Inversión
- 2) Rentabilidad



Graf.No.8. Diagrama general de flujo de efectivo en el que se relaciona una serie uniforme (anualidad) con su valor presente y su valor futuro

Si se busca obtener A conocido el valor presente P que ocurre un período antes de la primera A , se puede obtener a partir de la ecuación:

$$A = C * FRC$$

Donde C es el valor presente P de la Inversión Total Inicial y FRC es el Factor de recuperación anual de Capital que se calcula con la siguiente expresión:

$$FRC = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

- n = vida útil media en años.
- i = tasa de descuento.

los parámetros n e i se establecen, de acuerdo al equipamiento.

Es importante destacar que en el cálculo de la Anualidad ya está incluida la depreciación de los activos u/o equipamientos durante su vida útil; es decir que al obtener el valor de anualidad se están considerando simultáneamente la depreciación y la rentabilidad.

Depreciación y Amortización

El término "depreciación" tiene exactamente la misma connotación que "amortización", pero el mismo solo se aplica al activo fijo, ya que con el uso, estos bienes valen menos; es decir, se deprecian; en cambio la amortización solo se aplica a los activos diferidos o intangibles, ya que, por ejemplo si se ha comprado una marca comercial, ésta con el uso no se deprecia o pierde su valor, por lo que

el término amortización significa el cargo anual que se hace para recuperar esa inversión.¹⁰

Si la depreciación consiste en la pérdida de valor de las propiedades físicas con el paso del tiempo, es de importancia considerar el efecto que tiene esta depreciación en los proyectos de ingeniería. La depreciación se debe tomar en cuenta principalmente por dos razones:

- Para obtener una recuperación del capital invertido
- Para poder cargar el costo de la depreciación al costo de producción en el uso de las instalaciones.

Hay que tomar en cuenta tres aspectos en los que la depreciación difiere de otros costos: el primero es que en el momento de compra de un activo, ya se está pagando por adelantado su futuro costo de depreciación; (siempre se paga o compromete por adelantado) en segundo lugar, lo único que se puede hacer durante toda la vida del activo es "estimar" el costo anual o periódico de esta depreciación; por último, cabe indicar que no se puede hacer casi nada para controlar el costo de depreciación, por ejemplo en el caso de falta de producción o paralización de actividad, la depreciación puede seguir invariable, entonces al disminuir las utilidades no se podría recuperar el capital que ya ha sido pagado.

Con respecto a hacer estimaciones; esto implica indiscutiblemente que los resultados no serán completamente exactos, pero esto no debe ser objeto de demasiada preocupación ya que lo mismo es cierto para casi todas las demás partidas del costo en un estudio económico¹¹

Depreciación Lineal y Fondo de Amortización

Existen varios métodos para determinar la depreciación en un análisis económico, sin embargo los requerimientos básicos para cualquiera que se utilizare son que:

¹⁰ Idem Ref. 8, Pg. 136

¹¹ E. Paul De Garmo - John R. Canada, "Ingeniería Económica", Capítulo 8, Pgs. 180 a 194.

- Deberá proveer lo necesario para la recuperación de Capital y para la adecuada asignación del costo de depreciación durante el transcurso de la vida, estimada del activo.
- Deberá tomar en cuenta de una manera adecuada también, el flujo de fondos de capital que se recuperen; fondos los cuales estarán disponibles para usarse en otra cosa o para reinversión.

En una primera instancia y con estos considerados se pensó en aplicar el Método de Depreciación Lineal para el presente estudio, ya que este es el más ampliamente utilizado de todos los métodos al suponer un sencillo cálculo en el que la pérdida de valor del activo es directamente proporcional a la edad del mismo, dando esta relación una línea recta que le confiere su nombre. Así, si:

L = vida útil del activo (instalación o planta), en años,

C = costo original o inversión inicial, en US\$,

d = costo anual por depreciación,

C_n = valor de el activo al tiempo de n años (valor en libros),

C_L = valor de salvamento o desecho al final de la vida del activo (pudiendo representar pérdidas o ganancias debidas al retiro)*,

D_n = monto de depreciación acumulada a los n años;

entonces:

$$d = \frac{C - C_L}{L}$$

$$D_n = \frac{n(C - C_L)}{L}$$

$$C_n = C - D_n$$

Sin embargo, el uso del procedimiento de la línea recta, sin las modificaciones adecuadas, puede no dar una tasa correcta de rendimiento en un estudio económico puesto que no toma en cuenta que el capital invertido va disminuyendo conforme se contabiliza la depreciación

Con todos estos aspectos enunciados se ha considerado apropiado para el análisis de las empresas generadoras ya definidas, el utilizar el *Método o Fórmula del Fondo de Amortización* que si toma en cuenta este hecho al establecer un

“fondo de amortización” en el cual se acumulan fondos para propósitos de conservar el capital invertido. La depreciación total del activo en cualquier momento de su vida útil corresponderá al valor acumulado de este fondo de amortización ¹²

Por consiguiente, con la misma simbología del método de la línea recta se tiene que:

$$d = (C - C_L) \left(\frac{i}{[1+i]^L - 1} \right)$$

$$D_n = (C - C_L) \left(\frac{[1+i]^n - 1}{[1+i]^L - 1} \right)$$

$$C_n = C - D_n$$

El método de la TER a continuación explicado se apoya en este método del cálculo de la depreciación para hacer la evaluación económica respectiva.

* Es de suma importancia indicar que en el análisis se asumirá que no existe un valor de salvamento o desecho al final de la vida útil de las centrales o plantas generadoras ($C_L = 0$).

Método de la Tasa Explícita de Rendimiento sobre la Reinversión (T.E.R.)

Este método permitirá calcular la tasa de rendimiento de las diferentes generadoras consideradas, asumiendo que existió una sola inversión inicial (C) e ingresos y costos uniformes al final de cada período (año) a lo largo de la vida útil (L) de éstas.

Se determinarán los parámetros:

- Ingresos anuales o Ingresos brutos (G)

Se obtendrán estos datos en USD\$ a partir de los Reportes mensuales de Transacciones Comerciales que realiza la Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE; considerando las transacciones de Potencia y Energía tanto en el Mercado Ocasional como en el Mercado de Contratos.

¹² Idem Ref. 11, Pg. 185

- *Gastos desembolsables para Operación y Mantenimiento (O&M)*

Se consideran dentro de estos rubros a lo concerniente a mano de obra directa, materiales directos, costos indirectos, impuestos a la propiedad, excepto la depreciación. En este estudio se considera a estos gastos como la suma de los Costos Fijos de O&M más los Costos Totales Variables de la generadora (O&M fijos + CTV), excluyendo al Costo de Capital (anualidad o depreciación de acuerdo al método de análisis económico usado)

- *Depreciación (M. del Factor de Amortización)*

Consiste en determinar la depreciación que permita la recuperación del capital al final de la vida útil de la generadora, esto en base al método ya revisado anteriormente a partir de la ecuación:

$$d = (C - C_L) \left(\frac{i}{[1+i]^L - 1} \right)$$

según la simbología que se encuentra en los libros, esto es :

$$d = (C - C_L)(A/F, i\%, L)$$

- *Utilidades Netas (sin impuestos):*

Se obtendrá de la diferencia de Ingresos Anuales menos gastos Anuales, considerando además la depreciación de la planta generadora. Esto a partir de la ecuación ¹³:

$$U_n = \text{Utilidad Neta} = G - (O \& M + d)$$

Donde se adopta que:

G = Ingreso o Ganancia Total

$O \& M$ = Costo Fijo de O&M (O&M fijos) + Costo Total Variable (CTV)

d = Depreciación obtenida con el Método del Fondo de Amortización

Para finalmente obtener la Tasa Explícita (Anual) de Rendimiento (TER) sobre la Inversión Inicial (C), sin considerar impuestos ni reinversión (Cálculos en Capítulo 4 y Anexos):

$$T.E.R. = \frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Inversión Inicial}} \times 100 = \frac{U_N}{C} \times 100$$

¹³ Idem Ref. 11, Pg. 186.

Tasa de Descuento

La tasa de descuento para el presente análisis será el elemento que servirá de referencia para medir el rendimiento del negocio de generación de las empresas seleccionadas. Según lo establece la LRSE en el Reglamento de Tarifas, este valor será la tasa media real que permitirá expresar los flujos de fondos futuros al valor de una fecha determinada y para su cálculo el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas para este tipo de actividad.¹⁴ Hasta el momento este valor se encuentra fijado en el 11,2% existiendo criterios de que este valor debería elevarse, enviando así una señal económica favorable para los inversionistas. Siendo como es la inversión de generación una inversión de riesgo, elevar el valor de esta tasa de interés en un período determinado (anualmente en forma general) permitiría mayor garantía para las generadoras de una pronta recuperación del capital invertido.

La tasa del 11,2% fijada por el CONELEC será considerada como una tasa de rendimiento referencial, que es la que el inversionista espera obtener para así tener una ganancia que compense los efectos inflacionarios y como "premio" o sobretasa por arriesgar su dinero en este negocio. Ya adelantándose al resultado final que se tendrá en el Capítulo 4, una vez realizada la evaluación económica a partir del Método de la Tasa Explícita de Rendimiento (TER) se deberá verificar además la eficiencia económica de los proyectos que deberán cumplir la elemental ecuación:

$$\text{Eficiencia Económica} = \frac{\text{Ingreso Neto Anual}(\$)}{\text{Egreso Neto Anual}(\$)} > 1$$

y al obtener la Tasa Anual de Rendimiento (que será la TER con el método a usar) en la siguiente forma:

$$\text{TER} = \frac{\text{Utilidad Anual Neta}}{\text{Capital Invertido o Inversión Inicial}}$$

¹⁴ LRSE, Legislación Conexa, "Reglamento de Tarifas", Capítulo 1, Art. 3, Pg.2

Se determinará si este valor es mayor o no a la Tasa de Rendimiento Referencial, es decir que en base al método a aplicar, si la Tasa Anual de Rendimiento es mayor al 11,2% la inversión estará justificada plenamente y caso contrario implica que la generadora analizada obtuvo rendimientos mucho menores al 11,2% esperado, e inclusive se podrían tener casos de empresas con pérdidas. En base a estos resultados se podrá ver el rendimiento y beneficio económico aproximado entre generadoras de uno y otro tipo.

En base a los conceptos revisados y sin más preámbulos podemos anotar dos componentes de costos principales para el presente estudio, y éstos son: Costos Fijos y Costos Variables (Costos de Instalación y Producción de Energía), componentes los cuales se analizan a continuación y que están tomados en cuenta para definir la remuneración (ingresos) para las Empresas Generadoras tal como determina la presente Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

2.1.3.1 COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN

Se pueden definir a los costos, cargos o gastos fijos como aquellos que no resultan afectados por cambios en el nivel de actividad (cambios en el nivel de producción) en un intervalo factible de operaciones en cuanto a la capacidad total o la capacidad disponible. Por supuesto, cualquier costo está sujeto a cambios, pero los costos fijos tienden a permanecer constantes en un rango específico de condiciones de operación. Solo cuando suceden cambios grandes en la utilización de los recursos o cuando entran en juego la expansión de la planta o la paralización, los costos fijos se afectarán.¹⁵

Los costos fijos típicos incluyen seguros e impuestos sobre las instalaciones, salarios de la dirección general y administrativos, licencias y costos de intereses por capital prestado, requerimientos de rendimiento del capital propio para los accionistas, interés sobre bonos utilizados para financiar parcialmente el proyecto, impuestos a las utilidades por pagar, así como cargos de depreciación sobre la inversión. En el presente estudio se consideran los Costos Fijos anuales

¹⁵ Idem Ref. 9, Pg. 5

asociados a la *Instalación o Costos de Capital invertido*, así como los *Costos Fijos de Operación y Mantenimiento*; por considerarlos los valores más sobresalientes y representativos de la gama de costos fijos mencionados anteriormente. No se han considerado costos como impuestos, intereses sobre el financiamiento, y otros similares que aunque también importantes, son valores que aunque no secretos son datos reservados de cada empresa y que se toman en cuenta por ejemplo en el caso del pago de préstamos para cubrir la inversión ¹⁶ Entonces se consideran dos componentes para obtener el Costo Total Fijo Anual de cada generadora:

Costo de Capital (Anualidad y Depreciación)

En los Anexos 7 y 8, se muestran los costos e inversiones de las generadoras hidro y termoeléctricas consideradas. Los costos de inversión incluyen costos directos de construcción, ingeniería y administración e imprevistos.

Siendo los Costos Fijos de Inversión (US\$/kW) aquellos determinados principalmente en base a la suma de los costos de las instalaciones y equipos (capital físico o bienes disponibles que definen la potencia instalada), afectos a la prestación de un servicio, que en este caso es la producción de energía eléctrica. Estos costos de generación que definen los costos por Capacidad o Potencia Instalada (Potencia Nominal o de placa) -vale recalcar-, son costos que deberán ser cubiertos durante la vida útil del proyecto, y es entonces que es necesario determinar un Costo de Capital Anual mediante la aplicación de un método de análisis económico que permita analizar si las generadoras están recuperando su inversión.

Para el análisis económico se consideran por separado a la Anualidad de las inversiones (que incluye depreciación y rentabilidad) y al cargo por Depreciación; ambos como Costos de Capital pero por separado; produciendo diferentes efectos en el monto del Costo Total Fijo. Esto se puede notar al comparar las Tablas No 7 y 8 de ejemplo que se presentan más adelante, así como en las tablas completas (Matrices de Costos) de los Anexos 7 y 8.

¹⁶ Idem Ref. 9, Pg. 8

Para obtener la Anualidad se conocerán los valores de Inversión Inicial (US\$), vida útil (años) y tasa de descuento (%) y se aplicará la ecuación ya vista para cada tipo de generadora para obtener este monto.

En el caso del cargo por Depreciación se utilizarán los mismos datos con los que se determinó la Anualidad aplicando ahora el Método del Factor de Amortización ya definido y comentado. Hay que anotar que se ha cometido un error voluntario al determinar el cargo por depreciación de la generadora Elepcosa, cuyas centrales en la realidad ya han sido totalmente depreciadas.

Al aplicar el Método de la Tasa Explícita de Rendimiento se ha considerado un escenario que toma en cuenta la depreciación y no así a la rentabilidad de la inversión. Esto se hace de tal forma que se pueda determinar la Tasa de Rendimiento Anual Real de las Generadoras, es decir, determinar si la rentabilidad de las mismas supera o no la tasa del 11,2% aprobada por el CONELEC y así determinar por consiguiente el margen de utilidades o pérdidas económicas que tienen los diferentes tipos de empresas.

Pese a que los resultados de Costos Totales Fijos (Anexos No. 7 y 8) obtenidos, considerando primero la Anualidad y luego la Depreciación divergen mucho, lo importante no es tanto los valores numéricos obtenidos en este caso sino la correcta interpretación (información) de los mismos ya que estas dos componentes no harán más que brindar diferentes caminos para llegar a una misma solución, en cuanto a rendimientos de capital acumulado se refiere (Ver capítulo 4).

Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (O&M fijos)

Se pueden definir a los Costos fijos de Operación y Mantenimiento como aquellos costos desembolsados por la empresa para tener la instalación disponible.

Estos costos abarcarán todo lo concerniente a: pagos al personal de planta, costos fijos administrativos, mantenimientos periódicos y otros pagos necesarios para tener la planta o central generadora a punta. El costo fijo de O y M de las plantas hidroeléctricas está relacionado con el tamaño y grado de complejidad de

éstas, mientras que en el caso de plantas termoeléctricas (en forma similar) este costo está en función del tipo y tamaño de la planta.

Solo en el caso de proyectos hidroeléctricos que tienen realizados estudios de factibilidad o superiores se tienen definidos estos costos. Sin embargo ante la ausencia de esta información y para fines de evaluación se ha considerado un "escenario" para las generadoras en que se adopta que este valor sea un porcentaje del costo de adquisición e instalación de los equipos de generación, es decir, que este valor sea equivalente a un porcentaje del Costo Total de Inversión Inicial. Así, el Costo Fijo de O&M para las generadoras se fija como un porcentaje de la Inversión o Costo Inicial (C) como se indica a continuación:

Tipo de Generadora	Costos fijos de O&M (% de C)
Hidráulica	0,5%
Térmica de diesel o gas	2,0%
Térmica de bunker-vapor	4,0%

Tabla No.6.- Porcentajes de C para el cálculo de costos fijos de O&M

Se ha adoptado estos porcentajes tomando como referencia los valores que constan en la Actualización del Plan maestro de Electrificación del Ex-Incecl (1996) y de información proporcionada por Ingenieros del CENACE y CONELEC durante entrevistas.

2.1.3.2 COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN

Los costos o cargos variables están asociados con una operación cuyo total varía de acuerdo con la cantidad de producción u otras medidas del nivel de actividad. Si en Ingeniería se estuviera realizando un análisis económico de un cambio propuesto a una operación existente, los costos variables serían la parte esencial de las diferencias probables entre la operación presente y la modificada, mientras el rango de actividades no cambia significativamente. Por ejemplo, los costos de

material y mano de obra utilizados en un producto o servicio son costos variables debido a que varían en total de acuerdo con el número de unidades producidas- aunque los costos por unidad permanezcan igual.¹⁷

Los costos variables de generación definen el costo de producción de ENERGIA. Consideran todos los elementos que se requieren para producir 1 kWh y que no impliquen instalación de capacidad. La evolución de estos costos va a la par principalmente con la variación de los precios de combustibles en el caso de las unidades Termoeléctricas y del valor del agua en el caso de las Hidroeléctricas. De el Plan de Operación del MEM Oct02 - Sep03 se han anexado en este trabajo el Resumen de requerimientos de combustible por Generadora (Anexo 9) y las variaciones del Valor del Agua (Anexo 10) de acuerdo a la estacionalidad, tomando como ejemplo a la Central Daule Peripa de Hidronación. Es fácil, concluir a partir de visualizar el Anexo 10 mencionado que ante la ausencia de lluvias (estación seca entre octubre y marzo) el valor del agua se incrementa y consecuentemente los costos de producción, dándose el caso de que en estas temporadas los costos de producción (costos variables) de una hidroeléctrica sean mayores incluso que los de una unidad de vapor, de un MCI o una turbina de gas. El agua alcanza un valor en base al aporte térmico que esta reemplazando, es decir se determina tomando en cuenta cuanto cuesta satisfacer el incremento de 1 MW en la demanda con una unidad térmica.

La Regulación CONELEC 003-00 establece el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmicas e hidráulicas para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras (lo concerniente al despacho económico se definirá y revisará con mayor detalle en el Capítulo 3 y 4 de este estudio) .Según esta regulación se define al Costo Variable de Producción como aquel necesario para mantener y operar la central o unidad generadora, y que cambia en función de la energía producida.¹⁸

Para el cálculo del Costo Total Variable Anual se han tomado como referencia la Generación Neta de Energía (GWh) obtenida de reportes de transacciones del CENACE y los Costos Variables de Producción en ¢ US\$/kWh tomados del Plan

¹⁷ Idem Ref. 9, Pg. 24

¹⁸ CONELEC, Regulación No. 003/00, "Declaración de Costos Variables de Producción", Pg.1

de Operación del MEM Oct02 - Sep03 (Ver Anexo 2). Se ha planteado para el cálculo el "peor escenario" (con los mayores gastos) seleccionando el costo variable mas alto de una "unidad generadora" como común para todas las unidades de esta misma generadora, y esto durante todo el año de análisis. De ésta forma en el momento de la evaluación económica se podrá verificar si las empresas de generación logran obtener utilidades pese a estas condiciones desfavorables fijadas.

Componentes de los Costos Variables de Producción:

Como se establece en la regulación CONELEC No. 003/00 los componentes del Costo Variable de Producción que serán considerados serán:

- Combustibles.
- Transporte de combustible
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación
- Agua potable
- Energía eléctrica para servicios auxiliares
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un ciclo operativo, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.
- Costos variables de Operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.

Dentro de estos costos no se consideran aquellos costos correspondientes a mantenimientos destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras.

El CENACE elabora los formularios y procedimientos de la mencionada Regulación No. 003/00, para el conocimiento y aplicación de los Agentes.

El Generador posee una fecha límite hasta la cual debe declarar al CENACE los Costos Variables de Producción de las unidades generadoras a ser considerados en el mes siguiente para el Despacho Económico, incluyendo las bases de cálculo de cada uno de los componentes. El procedimiento de cálculo utilizado se puede

revisar en la regulación No. 003/00 del CONELEC en el numeral 5 que ha sido también anexado en este estudio (Anexo 11).

En el presente estudio se adjunta la Declaración de Costos Variables de las unidades térmicas generadoras en la semana del 25 al 31 de Diciembre del 2002 en forma de tabla y en forma gráfica en los Anexos 12 y 13. Esto permitirá visualizar todos los parámetros que intervienen en la determinación de los Costos Variables Totales, así como permite determinar cuales son las unidades térmicas más caras y económicas del parque generador ecuatoriano en cuanto a costos variables se refiere. Como ejemplo de cálculo se presenta la Declaración de los Costos Variables de Producción para una unidad de generación tipo TDM (Miraflores 10) de la Empresa EMELMANABI en el Anexo 14.

2.1.4 ANÁLISIS GENERAL DE RESULTADOS SOBRE COSTOS

Se analiza los costos involucrados en el proceso de generación, centrándose momentáneamente en los Costos de Capital (anualidad o depreciación). Cabe recalcar que las dos componentes si bien es cierto producen efectos distintos en el valor del Costo Total Anual (Tabla No. 7,8 y Anexos 7,8), su función es exactamente la misma y esta es la de recuperar el capital invertido inicialmente. Aplicando estos conceptos y una vez analizados los ingresos en el Capítulo 3 se podrán determinar las utilidades netas (o pérdidas) por generador dándole prioridad al análisis económico utilizando el método de la T.E.R ya que permitirá obtener las rentabilidades de las empresas por debajo de la tasa del 11,2% que fija el CONELEC.

Para clarificar lo anteriormente indicado, en el Anexo 15 se presenta la forma en que se obtiene la recuperación del Capital durante la vida útil en las dos formas ya expuestas.

COSTOS FIJOS

Excluyendo por un momento a los conceptos de Costo de capital (pero sabiendo que están íntimamente ligados a los Costos Fijos) y como se enunció en un

comienzo, se comprueba que estos Costos Fijos están relacionados directamente con la infraestructura o equipamiento de la planta generadora y se puede generalizar, en cuanto a lo que a inversión se refiere, diciendo que a mayor Capacidad de la Central (MW), menor será el Costo Unitario por kilovatio instalado (US\$ / kW).

Como se puede verificar en los Anexos 7 y 8, los Costos Unitarios de Inversión se encuentran dentro de rangos no rígidos para cada tipo de generación:

Centrales Hidroeléctricas:

Entre 1000 - 2000 US\$/kW

Centrales Térmicas:

Vapor - Bunker: 700 - 1000 US\$/kW

M C I - Diesel : 600 - 800 US\$/kW

Gas : 400 - 600 US\$/kW

La variación de los valores de Costo Unitario de Inversión permitiría realizar "sensibilidades" para determinar la conveniencia o no de adquirir una determinada máquina, turbina o unidad generadora.

Así mismo, hablando sobre las inversiones, se determina que dentro del parque generador analizado, Hidropaute y Emelríos han realizado la mayor y menor inversión inicial respectivamente; teniendo así mismo la mayor y menor Potencia Instalada (1075 MW y 11,46 MW).

Considerando los Costos Fijos de O&M y dentro del "escenario" planteado (que es una aproximación de la realidad) se ve que la generadora Electroguayas con sus unidades de vapor es la que en mayores gastos de este tipo incurre, y en el lado contrario se tiene a la Distribuidora Elepcosa (Cotopaxi S.A.) con sus unidades de generación hidráulica. (Anexos 7 y 8)

Cabe indicar que en la búsqueda de datos reales sobre los costos e ingresos anuales de las diferentes generadoras se solicitó información en el Fondo de Solidaridad, sin embargo el resultado fue infructuoso debido a que estos datos solicitados son de carácter "restringido" para uso de cada empresa y del Fondo de Solidaridad. A pesar de esto se logró obtener en el Fondo de Solidaridad un

reporte de transacciones en el 2002 de la Empresa Electroguayas y que servirá de valiosa referencia al analizar los resultados finales. Este reporte se puede encontrar en el Anexo 16 de este trabajo y se puede ver por el momento la gran similitud de los valores de costos o gastos totales en el año que tiene esta empresa con los valores obtenidos en el presente estudio (Anexo 8). La diferencia en los valores se da debido a los escenarios planteados en cuanto a Costos Fijos de O&M y Costos Variables (considerar: un % de la inversión inicial y el mayor costo variable de una de las unidades respectivamente) y también debido a que en el presente estudio no se han tomado en cuenta ingresos y gastos no operativos como son: seguros, contribuciones al CENACE y CONELEC, ingresos financieros, interés deuda, etc.

COSTOS VARIABLES

Los resultados obtenidos permiten confirmar que el monto de Costos Variables ($\text{¢ US\$ / kWh}$) es proporcional al nivel de producción (en kWh, MWh o GWh) de las Centrales o Unidades Generadoras, y es altamente influenciado por el precio de los combustibles en el caso de unidades térmicas y por el costo del agua para las hidroeléctricas. Esto es evidente al analizar en el escenario planteado (aproximación) los Costos Variables entre una y otra generadora del mismo tipo; por ejemplo en el caso de las Hidroeléctricas se ve que Hidropaute tiene la mayor Generación Neta en el año (GWh), teniendo consecuentemente los mayores costos variables de producción, y al contrario, Elepcosa posee la menor Generación Neta incurriendo en los menores Costos Variables de producción. Se puede hacer un análisis en el mismo sentido para las unidades térmicas al comparar Electroguayas y a Emelmanabí (mayor y menor generación en el año respectivamente), pero tomando en cuenta que no necesariamente esto implica que se está comparando las unidades mas "caras" y mas "económicas", ya que esto solo se determina conociendo el Costo Variable de Energía ($\text{US\$ / kWh}$) (Anexos 12 y 13) donde el factor preponderante es el precio del combustible o combustibles utilizados por máquina o turbina generadora. En el capítulo 4 y 6 del presente estudio se revisarán con más detenimiento estas y otras observaciones relacionadas con el tema Costos Variables.

COSTOS TOTALES

Se presenta en las Tablas No. 7 y 8 fragmentos de los Anexos 7 y 8 que reúnen todos los costos en que incurren las generadoras consideradas, y que a su vez, son parte de las tablas completas que presentarán posteriormente todos los Costos e Ingresos involucrados en la operación de las generadoras. Se ha tomado como ejemplo la Empresa Hidroeléctrica Agoyán definiendo sus Costos Fijos y Variables.

Tipo de Central		GEN Hidro CHID-1
GENERADOR O EMPRESA		HIDROAGOYAN
DATOS ADOPTADOS:	UNIDADES	
Capacidad Instalada	MW	160,00
Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	1240
Inversión Inicial de la Generadora	US\$	198.400.000,0
Vida útil	años	50
Tasa de descuento anual		11,2%
Anualidad	US\$	22.331.379,9
Costos Fijos de O & M	US\$	992.000,0
Costo Total Fijo Anual	US\$	23.323.379,9
Energía vendida en el MO	GWh	449,497
Energía Contratada	GWh	518,615
Generación Neta de Energía	GWh	968,111
Tipo de combustible utilizado		agua
Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,0020
Costo Total Variable Anual	US\$	1.936.222,80
COSTO TOTAL ANUAL POR P Y E	US\$	25.259.602,70

Tabla No.7 Total de Costos Fijos y Variables Anuales de Hidroagoyán considerando la Anualidad. Fuente de Datos: CENACE

Tipo de Central		GEN Hidro CHID-1
GENERADOR O EMPRESA		HIDROAGOYAN
DATOS ADOPTADOS:	UNIDADES	
Capacidad Instalada	MW	160,00
Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	1240
Inversión Inicial de la Generadora	US\$	198.400.000,0
Vida útil	años	50
Tasa de descuento anual		11,2%
Depreciación (M. del Fondo. de Amortiz.)	US\$	110.579,9
Costos Fijos de O & M	US\$	992.000,0
Costo Total Fijo Anual	US\$	1.102.579,9
Energía vendida en el MO	GWh	449,497
Energía Contratada	GWh	518,615
Generación Neta de Energía	GWh	968,111
Tipo de combustible utilizado		agua
Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,0020
Costo Total Variable Anual	US\$	1.936.222,80
COSTO TOTAL ANUAL POR P Y E	US\$	3.038.802,70

Tabla No.8 Total de Costos Fijos y Variables Anuales de Hidroagoyán considerando la Depreciación . Fuente de Datos: CENACE

Como se puede ver en la Tabla No. 7 y 8 con la Central de Hidroagoyán que ha servido de ejemplo (ver tabla completa en Anexos 7 y 8), los Costos Totales anuales por potencia y energía son el resultado de la suma aritmética de Costos Fijos y Costos Variables. Así: $C_T = C_F + C_V$.

Se puede ver una diferencia notable en los montos acumulados de costos con los dos procedimientos: considerando la anualidad y la depreciación por separado, pero como ya se había enunciado, esto solo presenta dos ópticas de ver el "negocio" de la generación y que buscan el mismo fin, esto es la recuperación del Capital al final de la vida útil de la generadora. Los resultados finales a obtener posteriormente, al analizar costos en conjunto con ingresos, deberán por tanto ser coincidentes para los dos procedimientos en cuanto a Rendimiento Acumulado

Anual de Capital se refiere, dándole prioridad para el análisis al procedimiento que determina la depreciación con el Factor o Fondo de Amortización.

Volviendo al aspecto costos que es de interés en este momento hay que indicar que los Costos Fijos permanecen constantes en un amplio rango de actividades en un período no muy prolongado de tiempo, ésto, siempre y cuando la generadora no suspenda de manera parcial o permanente las operaciones, pero los Costos Variables cambiarán en el total con el volumen de generación, siendo esto mas evidente con las centrales o generadoras térmicas que tienen el combustible como principal insumo.

La disponibilidad de las centrales de generación para la operación cuando sean requeridas es imprescindible para atender cualquier cambio brusco de la demanda y además resulta beneficioso para las mismas ya que el mercado las remunera por esta disponibilidad, sea que operen o no (sean despachadas o no) y así podrán cubrir sus costos de inversión. Esto se revisa mas detalladamente al ver la forma en que el Mercado Eléctrico Mayorista hace la asignación de costos de generación.

REFERENCIAS - CAPÍTULO 2:

- ¹ CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico del Primer Semestre del 2002" Ing. Jorge Mendieta., Pg. 41
- ² CENACE, Dirección de Transacciones Comerciales "Reportes Acumulados de Transacciones Mensuales de Generación "Ing. Kléber Vizcaíno, Reportes 2001 y 2002
- ⁷ CONELEC, "Plan de Electrificación 2002-2011", Costos Variables de Producción de Unidades de Generación del SNI, determinados por el CENACE., Pg.62
- ⁸ BACA URBINA GABRIEL, "Evaluación de Proyectos", Estudio Económico, Tercera Edición-Mc Graw Hill 1997, Parte 4. Pgs. 134, 137, 138, 139.
- ⁹ DeGARMO, G. SULLIVAN, A.BONTADELLI, M.WICKS; "Ingeniería Económica"; Conceptos de Costos y el Medio Económico; Décima Edición-Prentice Hall; Pg. 22
- ¹¹ E. PAUL DeGARMO, JOHN R. CANADA; "Ingeniería Económica"; Depreciación y Valuación; Capítulo 8; Pg. 180 a 194.
- ¹⁴ LRSE-Legislación Conexa, "Reglamento de Tarifas", Capítulo 1, Art 3, Pg. 2
- ¹⁸ CONELEC, "Regulación No.003/00 - Declaración de Costos Variables de Producción", Pg.1

CAPÍTULO 3

ASIGNACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN EL MEM

3.1. TRANSACCIONES EN EL MEM

En el modelo de costos los generadores ofrecen cantidades de su producto y el mercado determina el precio. En el modelo de precios los generadores ofrecen precio de su producto y el mercado determina cantidades. En el primer caso se minimizan costos, en el segundo se maximiza ingresos. El mercado ecuatoriano es un modelo de costos que busca consolidarse hasta llegar a ser un mercado de precios donde el usuario final pueda seleccionar la mejor alternativa dentro de la posible gama de ofertas de los agentes participantes, y esto por supuesto en un ambiente de libre competencia.

Como se revisó con brevedad en el Capítulo I, los generadores pueden comercializar su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano (MEM), tanto mediante ventas en el mercado ocasional (spot), o mediante contratos de largo plazo que pueden suscribir con los distribuidores y grandes consumidores.

Según el actual modelo de costos, una Empresa Generadora (Agente Generador) recibirá ingresos por los siguientes conceptos:

1) Por la producción de energía y a precio de mercado ocasional. Básicamente este ingreso estaría cubriendo los costos variables de producción para el caso de los generadores marginales (generadores que determinan el precio de la energía), y mayores ingresos para generadores que tengan sus costos variables de producción más bajos que el precio de la energía.

2) Por la producción de energía comprometida en contratos a largo plazo, superiores a un año, con uno o más Agentes Distribuidores (Demanda), los

mismos que son de libre pactación en cuanto al volumen de energía comprometido y al precio a ser reconocido por ésta.

3) Por concepto de capacidad o potencia, este ingreso cubriría los costos fijos o de capital de los generadores, particularmente para las unidades marginales, que sin este ingreso, solamente recuperarían sus costos operativos.¹

3.1.1. FIJACIÓN DE PRECIOS EN EL MEM

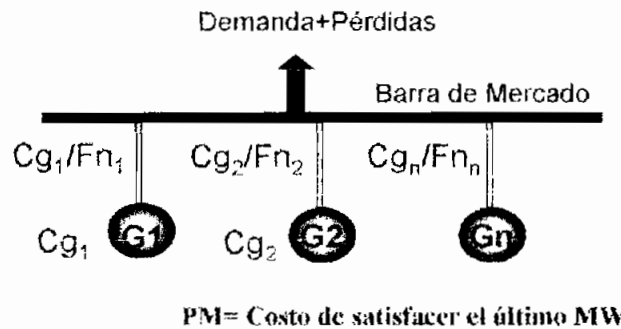
El modelo de mercado que actualmente emplea el Sector Eléctrico Ecuatoriano (el modelo Spot) es un mercado con sanción de precios horarios en función del mínimo costo de producción. Se basa además en la competencia al nivel de generación que se produce mediante un despacho económico centralizado, es decir un despacho único en el país y que realiza el CENACE para la asignación de carga de las unidades de generación con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados al Sistema Nacional Interconectado. De esta forma se busca lograr el suministro de energía con la mayor economía en condiciones de confiabilidad y calidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

Hay que indicar que recientemente se han presentado metodologías que valoran la energía en ofertas de contratos y que se revisarán al ver lo concerniente a transacciones en el Mercado de Contratos.

Barra de Mercado, Despacho Económico y Fijación de precios

El CONELEC asigna una barra eléctrica de una Subestación específica como "Barra de Mercado" que servirá de referencia para la determinación de los precios de generación de la energía en el MEM. En esta barra (nodo) se realiza el despacho económico tomando en cuenta no solo los costos variables de generación, sino también las pérdidas marginales de transporte hasta la barra de Mercado; esto se realiza penalizando el costo variable del cada generador al dividirlo para su factor de nodo. Esto es: $C_{gi} / F_{n_{gi}}$ o lo que es lo mismo $CV_{gi} / F_{n_{gi}}$.

¹ Villacrés – Medina – Iza – Maldonado - Moya, CENACE, "Trabajo de Microeconomía", 2001, Pg.3



Graf. No. 10.- Precio Marginal en la Barra de Mercado

Para obtener el despacho económico, los costos marginales de cada generador afectado por el correspondiente factor de nodo (CV_{gi} / Fn_{gi}), se ordenan de menor a mayor hasta satisfacer la carga y pérdidas del sistema para una hora determinada. El último generador despachado de esta forma establece el Costo Marginal del Sistema o Costo de Mercado (λ). O sea: $\lambda = PM = CVg_{\text{marginal}} / Fn_g$.

La barra de mercado mencionada es la de la Subestación Pascuales, y el precio de la energía en esta barra (nodo), conocido como Precio de Mercado (λ) es el valor horario único o Precio Marginal de la energía que representa el costo económico de generar el próximo kWh. El valor de la energía eléctrica se determina en cada nodo de la red por medio del precio de la energía en el nodo "i" a la hora "j". El precio de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en la Barra de Mercado multiplicado por su respectivo factor de nodo a la hora j y es lo que se conoce como Precio Nodal (Pn):

$$Pn_{i,j} = PM \times Fn_{i,j}$$

Al valor del Pn_{ij} se remunera al Generador considerado en el despacho económico ubicado en el nodo "i" o es el precio que debe pagar el Distribuidor o Gran Consumidor ubicado en el nodo "i".²

< Los generadores cobran y los consumidores pagan la energía que producen o consumen al correspondiente precio nodal. Todos los generadores excepto el

² CONELEC, Regulación No. 007/00, "Procedimientos del MEM – Versión 2.0", Pgs. 23-25

marginal obtienen beneficio económico en la transacción toda vez que el precio nodal es superior a su costo de producción, en tanto que el generador marginal tiene beneficio nulo.> ³

Factor de Nodo.

El Factor de Nodo indica la interrelación de los Agentes del MEM a través de la red de transmisión y penaliza o *incentiva* el costo de importar o exportar energía de un generador o de una carga a/o desde la Barra de Mercado.

El Factor de Nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.0.

El Factor de Nodo (Fni) se determina por medio de la siguiente relación:

$$Fni = 1 + \left(\frac{\partial PL}{\partial Pi} \right)$$

donde:

$\partial PL / \partial Pi =$ la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en el nodo "i".

El efecto de incluir las pérdidas marginales de transmisión hace que los Precios Nodales de la Energía puedan ser mayores o menores al precio de la barra de mercado. Así tenemos, que generalmente, el precio de un nodo importador aumenta a medida que se aleja de la barra de mercado; mientras que un nodo exportador el precio de la energía decrece a medida que se aleja de la barra de mercado.³

Precio de la Energía

Como se ha revisado, la energía se valora con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la Barra de Mercado, estará dado por aquella unidad de generación que, en condiciones de despacho económico,

³ CENACE, Gabriel Argüello R, "Sistema Nodal para la determinación de Precios Marginales en mercados Eléctricos Mayoristas", Noviembre 1998, Pg. 2.

sea la que atiende un incremento de carga. Para este efecto, el costo de generación estará determinado:

- a) En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior; y,
- b) En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada, calculado por el CONELEC en función creciente a la magnitud de los déficits.⁴

3.1.1.1 PRINCIPALES CONCEPTOS INVOLUCRADOS

Se extrae de la Regulación CONELEC No. 007/00 de Procedimientos del MEM la definición de algunos de los términos usuales que se presentarán al revisar las transacciones en el MEM. Si bien ya algunos de estos conceptos han sido revisados con demasía, su inclusión simplificada permitirá agilizar el aprovechamiento de la nueva información a analizar.

Costos Fijos. Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo (inversión, seguros, personal, depreciación, rentabilidad, etc.), sea que este funcione o no.

Costos Variables. Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la magnitud de la producción.

Potencia Efectiva. Potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora.

Energía Firme. Es la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90%.

Potencia Firme. Especifica la Potencia Garantizada en el caso de las Centrales Hidroeléctricas y para las Centrales térmicas constituye la Potencia Efectiva de

⁴ Idem Ref. 2, Pg. 24

las mismas. Constituye un concepto análogo al de potencia efectiva y que implica garantía.

Potencia Disponible. Potencia efectiva del generador que están operables, y pueden estar o no consideradas en el despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado.

Potencia Nominal o de Placa. Potencia especificada por los fabricantes de equipos.

Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Es la magnitud de potencia activa que será remunerada a cada generador.

Precio Unitario de Potencia. Corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.

Costo Marginal de Energía. Es el costo de generar un kWh adicional en una hora determinada, correspondiente a aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

Costo Marginal de Mercado. El Costo marginal de energía, referido a la Barra de Mercado, mediante la aplicación del correspondiente factor de nodo horario

Rendimiento. Es la capacidad que tienen las unidades de generación de producir energía eléctrica en función del combustible que consumen. Para el caso de las unidades térmicas este valor se expresa en kWh/galón, y para las unidades hidráulicas en kWh/m³.

Cargo Equivalente de Energía. Valor mensual calculado por el CENACE, expresado en unidades monetarias por unidad de energía, para liquidación de las transacciones por conceptos de: Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada.

3.1.2. METODOLOGÍA SEGUIDA

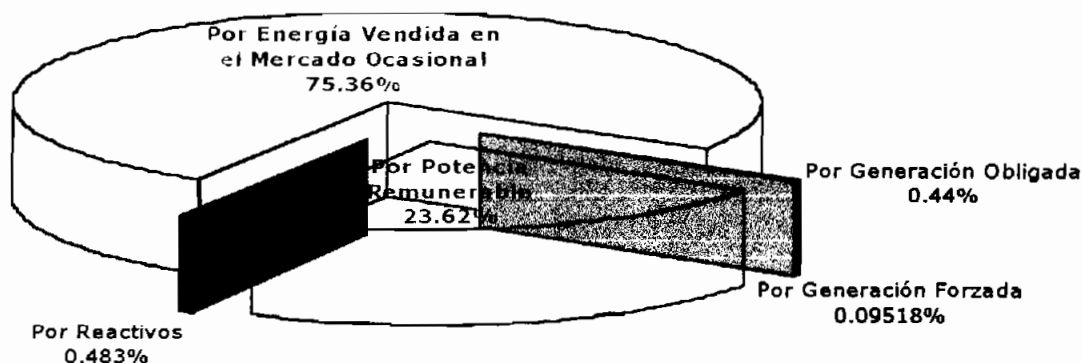
Para el cálculo del Ingreso Total Anual por Generadora se extractaron los datos para las empresas consideradas de los Reportes Acumulados de Energía y

Potencia realizados por el CENACE de los doce meses del año, pero solo se tomó como muestra y para anexar en este proyecto, los reportes de un mes representativo de la estación seca y uno de la lluviosa: éstos son Febrero y Julio (Anexo 17 y 18). No se han anexado los doce reportes debido a la gran extensión de los mismos, pero esta información se encuentra disponible en caso de que se desee una verificación de los resultados en cinta magnética.

A continuación la explicación y el detalle de las transacciones en cada mercado basándose en la LRSE y los mencionados Reportes Mensuales de Transacciones del CENACE.⁵

3.2. TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL (SPOT)

El CENACE determina las liquidaciones por concepto de las obligaciones financieras provenientes de las transacciones de compra-venta de potencia y energía en el MO (Mercado Ocasional), sobre la base de entregas y retiros horarios de los diferentes agentes del MEM. De igual forma el CENACE liquida en forma mensual lo referente a la disponibilidad de instalaciones para generación y transporte de energía, así como por los servicios de regulación de frecuencia.



Graf. No.9 Ingresos de los Generadores en el Mercado Ocasional - Diciembre del 2002.
Fuente: CENACE, DTC – Boletín de Transacciones Mensual

⁵ CENACE, Dirección de Transacciones Comerciales “Reportes Acumulados de Transacciones Mensuales de Generación” Ing. Kléber Vizcaino, Reportes 2001 y 2002.

Se define, explica y comenta cada uno de los parámetros considerados en los Reportes Mensuales de Transacciones del CENACE; tomando en cuenta que en estos reportes sólo se abarca a las remuneraciones y descuentos en el Mercado Ocasional.

Cada parámetro se detalla buscando seguir el mismo orden que siguen los reportes del CENACE, para facilidad en la verificación.

3.2.1. LIQUIDACIÓN DE ENERGÍA

Es importante indicar que desde el 16 de enero del 2002, por reforma al Reglamento de funcionamiento del MEM (DEJ 2233), los precios de la energía en el mercado ocasional no podían superar el precio tope (PRICE CAP) fijado por una turbina (ficticia) de ciclo abierto de rendimiento 14.1 kWh/galón, que opera con diesel. Para los precios de combustible considerados, este valor era de 6.13 ¢USD/kWh; ⁶ sin embargo para Mayo del mismo año la mencionada reforma fue derogada volviéndose a aplicar la metodología original para sanción de precios. Todo esto implicó una reliquidación para generadoras que será explicada y comentada en su debido momento, al detallar los diferentes parámetros considerados para la remuneración.

Con estos considerados se puede pasar a definir y analizar los parámetros requeridos para la Liquidación por Energía en el Mercado Ocasional:

Generación Bruta.- Es la producción total de energía en los bornes del generador, sin considerar autoconsumos. Esta dada en kWh, MWh o GWh

Generación Neta.- Es la producción de energía de un generador o central de generación descontando los auto consumos o consumos de auxiliares. Constituye la Energía Bruta con descuento por auto consumos. El CENACE establece y valoriza para cada agente del MEM, y para cada hora del día esta energía

⁶ REGISTRO OFICIAL No. 495, Decreto No. 2233, Reforma al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Mayorista, 16 Enero 2002.

entregada al sistema al costo marginal en el nodo de entrega correspondiente. Está dada en kWh, MWh o GWh.

Energía Contratada.- Constituye parte de la energía neta producida por el generador y que tendrá que ser suministrada a uno u varios agentes del mercado por concepto de contratos previamente acordados. La energía restante podrá ser vendida en el Mercado Ocasional. El CENACE informa a los agentes del MEM que dispongan de estos contratos a plazo, las cantidades de energía despachadas para el cumplimiento de las transacciones realizadas en tales contratos. La valorización de esta energía se hace mediante acuerdos entre los agentes comprometidos en estos contratos. La remuneración anual obtenida por este concepto para cada generador se determina en este estudio en la sección: Transacciones en el Mercado de Contratos.

En el Anexo 19 se presenta una gráfica de barras que permite realizar una comparación entre la venta de energía en el Mercado Ocasional y el de Contratos para el mes de Julio del 2002 según información del CENACE.

Energía comprada en el Mercado Ocasional para cumplir Contratos.- En el caso de que un generador no pueda suministrar la energía previamente acordada en un contrato a plazos, podrá comprar energía en el mercado ocasional a cualquier agente generador para así cumplir su obligación contractual.

La Operación real se hace prescindiendo de los contratos y por esta razón un Generador con contrato puede no ser despachado o ser despachado parcialmente de manera que no suministra toda la energía contratada. Las cantidades de energía necesarias para que este Generador cumpla con sus contratos deberán ser adquiridas por el Generador en el Mercado Ocasional.

Para una hora dada la cantidad de energía faltante para cumplir los contratos se determina como:

$$ECMOG_{i,h} = EcG_{i,h} - EeG_{i,h}$$

donde:

$ECMOG_{i,h}$ = Cantidad de energía adquirida en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh).

$Ec_{Gi,h}$ = Energía total comprometida en contratos a entregar en la hora h por el Generador i (kWh)

$Ee_{Gi,h}$ = Energía neta entregada por el generador a la hora h por el Generador i (kWh).⁷

El pago por la Energía comprada en el Mercado Ocasional para cumplir contratos se determina con el costo marginal horario de la energía, al precio en la Barra de Mercado para la Generación que entra a ser despachada en vez de un Generador con contratos que no pudo hacerlo. Es decir, como ya se indicó, que el generador que no pueda cumplir un contrato puede comprar energía en el MO al precio marginal horario del sistema y así cumplir con el mismo.

Para una determinada hora, si el Generador ha comprado energía en el Mercado Ocasional para cumplir con sus contratos se tiene:

$$PECMOG_{i,h} = FNG_{i,h} \times PEM_h \times ECMOG_{i,h}$$

donde:

$PECMOG_{i,h}$ = Pago por la cantidad de energía adquirida en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh)

$FNG_{i,h}$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / kWh)

$ECMOG_{i,h}$ = Cantidad de energía adquirida en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh).⁷

En forma más sencilla y conociendo que la remuneración es horaria, esto es:

$$Egres. por E comprada en el MO \equiv EcompradaMOg * PBM * FNg$$

Generación vendida en el Mercado Ocasional.- Es la resultante de la diferencia entre la Generación Neta producida por el Generador o la Central Generadora y la Energía contratada a este Generador; esto en forma horaria.

Esto es:

⁷ Idem Ref. 2, Pg. 50

$$ENEMOG_{i,h} = ENEG_{i,h} - EcG_{i,h}$$

donde:

$ENEMOG_{i,h}$ = Energía neta entregada en el Mercado Ocasional por el Generador i a la hora h en su nodo

$ENEG_{i,h}$ = Energía neta entregada por el Generador i a la hora h en su nodo

$EcG_{i,h}$ = Energía total de contratos a entregar en la hora h por un Generador i

El Ingreso por esta Generación vendida en el Mercado Ocasional se obtiene al remunerar horariamente al Generador por la Energía vendida en base al Precio Marginal de Mercado y el Factor de Nodo correspondiente. Para una barra o nodo del sistema, a una hora dada, el producto del Costo de la Energía en la Barra de Mercado por su Factor de nodo correspondiente constituye el Costo Nodal de la Energía. Hay que tomar en cuenta que el precio marginal de mercado varía ostensiblemente hora a hora en relación a la unidad generadora que margine. El Factor de Nodo también varía también hora a hora pero en menor medida de acuerdo a las variaciones de las Pérdidas Marginales con respecto a la variación de la inyección o retiro de Potencia en un determinado nodo del sistema.

Cada hora el CENACE evalúa la remuneración de energía a los generadores, al costo marginal horario, por conceptos de energía neta entregada al sistema en su nodo en la siguiente forma ⁸:

$$RENEMOG_{i,h} = FNG_{i,h} \times PEM_h \times ENEMOG_{i,h}$$

donde:

$RENEMOG_{i,h}$ = Remuneración al Generador i por venta de energía neta a la hora h

$FNG_{i,h}$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / kWh)

$ENEMOG_{i,h}$ = Cantidad de energía neta entregada por el Generador i en el Mercado Ocasional a la a la hora h (kWh)

⁸ Idem Ref. 2, Pg. 51

En forma más sencilla, y sabiendo que la remuneración es horaria:

$$\text{Ing por } E \text{ vendida en el MO} = E \text{ vendida MOg} * \text{PBM} * \text{FNg}$$

Resumiendo al respecto hay que indicar que los Generadores y Autoproductores reciben una remuneración por la venta de Energía neta al sistema en el Mercado Ocasional al valor del Costo Nodal, y que los Distribuidores y Grandes Consumidores pagan por la Energía neta recibida del Mercado Ocasional al valor del Costo Nodal.

Energía para Consumo de Auxiliares.- En caso de unidades que no fueran despachadas y no contaran temporalmente con generación propia para abastecer los auto consumos por servicio auxiliares, entonces la central podrá tomar energía del sistema para cubrir este déficit. Esta energía consumida deberá ser pagada por el generador considerando el precio marginal del sistema y su factor de nodo correspondiente en forma horaria. Así:

$$\text{PECAGi,h} = \text{FNGi,h} \times \text{PEM}_h \times \text{ECAGi,h}$$

donde:

PECAGi,h = Pago por la energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h

FNGi,h = Factor de Nodo del Generador i a la hora h.

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / kWh)

ECAGi,h = Energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h (kWh)

RESTRICCIONES TECNICAS E INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS

Liquidación por Generación Obligada.- Esta es la remuneración de energía para los generadores a un precio distinto al del mercado. Se define como la suma de los ingresos para las generadoras por los siguientes rubros:

- *Generación Obligada por Demanda (GOD).*- Se da cuando unidades que aunque no son necesarias para el despacho, se requieren para abastecimiento de demanda ya que sus características operativas implican tiempos mínimos

de operación y parada; esto independientemente de las restricciones de la red.

- *Generación Obligada por Seguridad del Sistema (GOSS).*- Se da cuando unidades son despachadas (aunque no necesariamente económicamente) para atender la demanda con niveles de confiabilidad y seguridad en el SNI
- *Generación Obligada por Seguridad del Área (GOSA).*- Se produce cuando unidades son despachadas para atender la demanda con niveles de confiabilidad o seguridad integral en un área del SNI

Cada uno de estos tres rubros así como la Generación Forzada que se revisará a continuación se remuneran al Costo Variable de Producción y considerando la Energía bruta producida ⁹:

$$RGOD = EBruta \times CV$$

Los sobrecostos producidos al remunerar en esta forma deberán ser cubiertos por los Agentes beneficiados del SNI o del área correspondiente en proporción a la energía obtenida del mercado.¹⁰ Se presenta con más detalle la forma de obtener estos sobrecostos en la sección: Remuneración a la Generación Obligada y Forzada.

Liquidación por Generación Forzada.- La red de transmisión puede presentar restricciones que disminuyan la capacidad de transferencia y provoquen que el despacho económico no sea operable. En este caso es necesario que entren a funcionar generadores con costos operativos superiores a los marginales, calculados en un sistema sin restricciones de red. Estos generadores no marcan precio y se consideran como Generación Forzada (GF).

También puede existir Generación Forzada (GF) por asuntos de calidad del servicio eléctrico (voltajes, estabilidad) o por algún evento imprevisto

Como se ha indicado anteriormente, a estos generadores se les remunera de la siguiente forma:

$$RGF = EBruta \times CV$$

⁹ Idem Ref. 2, Pg. 51

¹⁰ CONELEC, Regulación No.002/00, "Restricciones e Inflexibilidades Operativas"

Los sobrecostos generados son cubiertos por el Agente del MEM que provoque la entrada en servicio de estas máquinas antieconómicas.

Generalmente, los sobrecostos de la Generación Forzada por calidad del servicio son cubiertos por toda la demanda. La forma de obtener estos sobrecostos se presenta a continuación con más detalle en la sección: Cobertura de Sobrecostos por GO y GF.

Cobertura de Sobrecostos por Generación Obligada y Forzada.- Como se ha visto en los últimos párrafos, para remunerar a un Generador que ha sido despachado debido a una Restricción Operativa ó Generación Obligada se emplea el costo variable en lugar del precio de mercado. A este generador se le remunera a su costo variable declarado siempre y cuando éste no sea inferior al costo marginal.

$$RGOD \text{ ó } RGF = EBruta \times CV$$

que es lo mismo que:

$$RENEMOG_{k,h} = EBMOG_{i,h} \times CVG_{k,h}$$

donde:

$RENEMOG_{k,h}$ = Remuneración al Generador al precio distinto al de Mercado

$EBMOG_{i,h}$ = Energía bruta destinada a levantar la restricción o por generación obligada

$CVG_{k,h}$ = Costo variable declarado por el Generador forzado u obligado k

Los sobrecostos producidos por está práctica, de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:¹¹

$$SCOG_{k,h} = CVG_{k,h} \times EBMOG_{i,h} - ENEG_{k,h} \times FNG_{k,h} \times PEM_h$$

donde:

$SCOG_{k,h}$ = Sobrecosto de la restricción o generación obligada producido al ser despachado o permanecer funcionando el Generador forzado u obligado k a la hora h.

$ENEG_{k,h}$ = Energía neta entregada por el Generador forzado u obligado k a la hora h.

$FNG_{k,h}$ = Factor de Nodo del Generador antieconómico k a la hora h.

¹¹ Idem Ref. 2.

$CVG_{k,h}$ = Costo variable declarado por el Generador forzado u obligado k.

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h.

Puede haber Generación con clificación múltiple, es decir puede estar operando con dos categorías diferentes simultáneamente (GF&GOD, GF&GOSS, etc.) se remuneran en la misma forma:

$$RGOD \text{ ó } RGF = EBruta \times CV$$

Los sobrecostos producidos son cubiertos por separado, es decir, se determinará independientemente los sobrecostos inherentes a cada una de las restricciones y su respectivo responsable, así como que máquinas participaron en la atención de cada una de las restricciones ¹²

Generación Inflexible.- Una generación se considera inflexible, cuando un Generador o Importador de energía, presenta potencias adicionales sobre las potencias despachadas de una unidad de generación o importación, dentro de los límites operativos declarados por el Agente y aceptados por el CENACE.

Los Generadores o Importadores que operen sobre su potencia despachada serán remunerados al precio del Mercado por la energía neta adicional producida.

Generación no Solicitada.- Corresponde a la generación ingresada al Sistema, por causa del Generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el Agente y aceptados por el CENACE.

Con el propósito de calificar una generación como no solicitada, el CENACE determinará los rangos de tolerancia a considerarse a los tiempos de arranque-parada, declarados por los Agentes del MEM y aceptados por el CENACE.

La energía producida por esta causa no será remunerada al Agente respectivo.

Esta energía, a precio de mercado, será asignada en forma proporcional a los Generadores participantes en la Regulación Secundaria de Frecuencia. ¹²

¹² Idem Ref. 2

Si en una región determinada, se presentaren en forma simultánea una o varias restricciones operativas conjuntamente con la presencia de una o varias unidades de generación inflexibles, el o los Agentes del MEM que provocan las restricciones, deberán reconocer a los generadores inflexibles, a costo operativo, únicamente aquella energía que hayan tenido que generar sobre su potencia mínima inflexible para superar las restricciones.¹³

Se presenta en el Anexo 20 con más detalle las discriminaciones necesarias que contempla la Regulación CONELEC 007/00 para hacer las asignaciones por sobrecostos a los agentes, incluidas las asignaciones de sobrecostos por restricciones operativas debidas a mantenimientos.

Reliquidación por Energía.- Son valores utilizados exclusivamente en los reportes de CENACE debido a convenios de diversas índoles o para corregir falencias como por ejemplo en el caso de una posible mal facturación en un período dado y que han sido advertidas por el mismo CENACE o por los Agentes del MEM. Estas reliquidaciones se pueden dar también para el caso de remunerar la POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA. Tomadas en cuenta todas estas reliquidaciones se obtiene el valor de Reliquidación Total que puede representar una adición o descuento en los ingresos finales mensuales para el Generador.

Revisadas las remuneraciones aplicadas a los generadores a un precio igual o diferente del Mercado es importante indicar que se ha realizado una refacturación en el período Enero-Mayo del 2002 debido a la vigencia del Price Cap. El precio TOPE (fijado con el Price Cap) era considerado muy bajo para la Generación e incluso se indicó que su aplicación era "inconstitucional" y una vez eliminada esta metodología e instaurada nuevamente la teoría marginal, se hizo necesaria una reliquidación que ya se encuentra considerada en los Reportes Acumulados de Transacciones del CENACE que se tomaron de base para este estudio. Un análisis de la validez o bondades de la aplicación del PRICE CAP debería ser abordada en otro estudio, pero de todas formas será comentado en forma breve en el presente.

¹³ Idem Ref. 10, Pg. 46

3.2.2.-LIQUIDACIÓN DE POTENCIA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

En el presente trabajo, al estudio de la remuneración por PRPD se le dará un tratamiento especial en el Capítulo 6, haciendo un breve análisis de la metodología que se aplica en el Mercado Ecuatoriano.

Por el momento se revisará la parte esencial de la metodología vigente para liquidación de Potencia y Servicios Complementarios en el MEM, para así finalmente obtener los Ingresos Totales anuales por Generadora. Se incluyen además parámetros adicionales que son tomados en cuenta por el CENACE para la facturación final de las Generadoras.

LIQUIDACIÓN POR POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD) EN EL MERCADO OCASIONAL.

En base a los montos de PRPD determinados por el CENACE hasta el 30 de Septiembre de cada año para cada unidad y/o central generadora (Anexo 21) y el valor de el Precio Unitario de Potencia a remunerar (Pp\$) definido y fijado por el CONELEC se obtiene la Potencia Remunerable (PR) a liquidar.

En tal forma, se establece la remuneración por Potencia Remunerable Puesta a Disposición $REMPR\$_g$ a cada uno de los Agentes generadores g para cada mes, como el producto entre, el Precio de la Potencia a Remunerar Pp\$ y el valor de potencia a remunerar total $PRTOT_g$ de cada Agente generador g , obteniéndose la siguiente forma de cálculo:

$$REMPR\$_g = Pp\$ * PRTOT_g$$

donde:

$REMPR\$_g$ = Remuneración por potencia remunerable puesta a disposición de cada agente generador g .

$PRTOT_g$ = Potencia remunerable total del generador g .

Pp\$ = Precio unitario de la potencia.

El Precio Unitario de Potencia (PUP o Pp\$) fijado por el CONELEC, durante el 2002 va subiendo su valor desde los 5,38 US\$ /kW-mes en enero, hasta alcanzar su valor objetivo para este año de 5,7 US\$ / kW-mes en junio. Este valor se mantiene hasta la fecha (febrero 2003) ¹⁴ y su procedimiento de cálculo se presenta en el Anexo 22.

La potencia total a remunerar $PRTOT_g$ de cada agente generador g representa la suma de las potencias a remunerar de cada unidad térmica de una generador térmico y para el caso de una planta hidroeléctrica la potencia a remunerar de su central, entonces:

$$PRTOT_g = \sum_{i=1}^n PR_i$$

donde:

PR_i , es la potencia a remunerar de cada unidad termoeléctrica o de la planta hidroeléctrica i .

Para el caso en el cual la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica esté indisponible parcial o totalmente en el mes analizado, se determinará como potencia a remunerar PR_i , de cada unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i , el menor valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición $PRPD_i$ y la Potencia Media Puesta a Disposición $PMED_{m,i}$

$$PR_i = \min (PRPD_i , PMED_{m,i})$$

La $PMED$ mensual equivale al promedio de las $PMED$ diarias; mientras que la $PMPD$ o $PMED$ para un día en específico es la determinada como el promedio de las Potencias Efectivas puestas a disposición durante las horas media y punta para un central hidroeléctrica y de turbo-vapor; y para el resto de centrales térmicas se obtiene como el promedio de las Potencias Efectivas puestas a disposición durante las horas de demanda base, media y punta. Además es necesario considerar un Factor de Disponibilidad (FD) horario que afecte dichas

¹⁴ Página web CENACE, "Boletines de Transacciones Mensuales", Dic 2002, Ene y Feb 2003.

Potencias Efectivas y que considera el tiempo real de disponibilidad real de las unidades en cada hora del día¹⁵. Esto es:

$$PMED_{d,i} = \frac{\sum_{h=h1}^{h2} PEF_{i,h} * FD_{i,h}}{H} \quad \text{con} \quad FD_{i,h} = \frac{tDIS_{i,h}}{tTOT_{i,h}}$$

donde:

$PEF_{i,h}$ = Potencia Efectiva puesta a disposición por el generador i en la hora h .

$FD_{i,h}$ = Factor de disponibilidad del generador i en la hora h .

$tDIS_{i,h}$ = tiempo real disponible de la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i en la hora h .

$tTOT_{i,h}$ = tiempo total disponible por el generador i en la hora h .

$h1$ y $h2$ = Horas de inicio y fin de la demanda media y punta, definidas de acuerdo al Reglamento de Tarifas.

H = Número de horas en la demanda media y punta para plantas hidroeléctricas y unidades termoeléctricas turbo-vapor y horas de demanda base, media y punta para el resto de unidades termoeléctricas.¹⁶

LIQUIDACIÓN POR REEMPLAZOS

Tal como lo establece la Regulación vigente sobre Potencia Remunerable Puesta a Disposición (Reg. CONELEC 001/00) y su procedimiento de aplicación, existe una remuneración adicional a unidades generadoras que ingresan, en los casos definidos en esta regulación, en calidad de reemplazantes de generadores indisponibles.

En estos casos hay que diferenciar la liquidación para la unidad o unidades de generación reemplazantes que tienen asignadas una PRPD, de las que no tienen asignada PRPD. Esto es:

a) Si los reemplazos son realizados por plantas o unidades con PRPD, éstas no percibirán ningún ingreso adicional por potencia, sino el que les corresponde por PRPD.

¹⁵ Idem Ref. 2, Pg.55

¹⁶ Idem Ref. 2, Pg. 56

b) Si los reemplazos son realizados por plantas o unidades sin PRPD asignada, éstas percibirán su remuneración en función de la magnitud de la potencia a ser reemplazada y en base a o establecido en el Procedimiento de Aplicación de la Regulación No. CONELEC 001/00 realizado por el CENACE ¹⁷.

LIQUIDACIÓN POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)

La Reserva de Potencia para RPF determinada estacionalmente por el CENACE es de cumplimiento obligatorio de todos los Agentes Generadores, según establece la Ley. Esto implicaría la inexistencia de una remuneración fija por este concepto para los generadores; sin embargo, los incumplimientos de estos compromisos conlleva a que se produzcan déficits que deberán ser cubiertos por él o los generadores que contaren con excedentes de potencia, y que deberán ser remunerados por estos conceptos por los generadores que incumplieron esta obligación.

La remuneración entre generadores cuando no se cumple con los requerimientos de reserva para RPF se lleva a cabo en la siguiente forma:

$$POTRPFhg = (RPFDESPhg - RPFOPThg)$$

donde :

POTRPFhg, = Potencia aportada para RPF.

RPFOPTh, = Potencia para reserva regulante que tienen como compromiso los Generadores en la hora "h".

RPFDESPhg, = Potencia para reserva regulante aportada por el generador g en el despacho.

La POTRPFhg tiene por objeto reflejar para cada generador la participación de estos en la RPF, pagando cuando aporte por debajo del porcentaje de reserva regulante que tiene como compromiso (RPFOPTh), y cobrando si aporta por encima.

De esta forma, cada generador aporta un monto de potencia para RPF. El precio mediante el cual se determina la remuneración entre generadores es el precio designado para el pago de la potencia Remunerable Puesta a disposición Pp\$, en

¹⁷ CENACE, Dirección de Operaciones, "Procedimiento de Aplicación de la Regulación No. 001/00"

tal sentido, se prevé que la remuneración o cobro entre generadores se la efectúa en forma mensual de la siguiente manera:¹⁸

$$\text{REMRPF\$} = \text{POTRPFhg} * \text{Pp\$}$$

$$\text{COBRPF\$} = \text{POTRPFhg} * \text{Pp\$}$$

donde:

REMRPF\$, = Remuneración mensual de cada planta o unidad por regulación primaria de frecuencia, cuando POTRPFhg es mayor que cero.

COBRPF\$, = Cobro que se realiza a cada planta o unidad por regulación primaria de frecuencia, cuando POTRPFhg es menor que cero.

LIQUIDACIÓN POR REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF) - RESERVA RODANTE OPERATIVA (RRO)

Una vez que ha actuado la regulación primaria, que es la primera línea de defensa que contrarresta los efectos de un disturbio que causa una variación de la frecuencia, debe intervenir la regulación secundaria de frecuencia a partir de los 20-30 segundos después de haberse producido la contingencia. Se deberá establecer un valor diario ponderado de reserva para regulación secundaria de frecuencia para las estaciones de estiaje y lluviosa.¹⁹

La reserva para RSF (Reserva Rodante Operativa) es determinada estacionalmente por el CENACE y su remuneración es fijada cada mes por la misma entidad al valor del Precio Unitario de Potencia fijado por el CONELEC. La RSF se realiza exclusivamente desde la Central Hidroeléctrica Paute hasta que otras Centrales posean el equipamiento necesario para hacerlo, y por ello, solo esta generadora es remunerada por este concepto de la siguiente manera:

$$\text{REMRSF\$}_g = \text{POTRSF}_g * \text{Pp\$}$$

donde:

POTRSF_g, = Potencia considerada para remunerar la reserva para RSF del generador g.

El monto de potencia mensual considerado al generador para la remuneración de RSF, proviene del promedio efectuado a las potencias aportadas; resultado de

¹⁸ Idem Ref. 2, Pg.57

¹⁹ CONELEC, "Regulación No. 006/00, Procedimiento de Despacho y Operación- Versión 2.0"

multiplicar horariamente, el porcentaje establecido para RSF con la demanda neta del sistema, esto es, demanda más pérdidas.

$$POTRSF_g = \frac{\%RSF_g * POTDEM}{HMES}$$

donde:

$\%RSF_g$, = Porcentaje asignado al generador g para RSF.

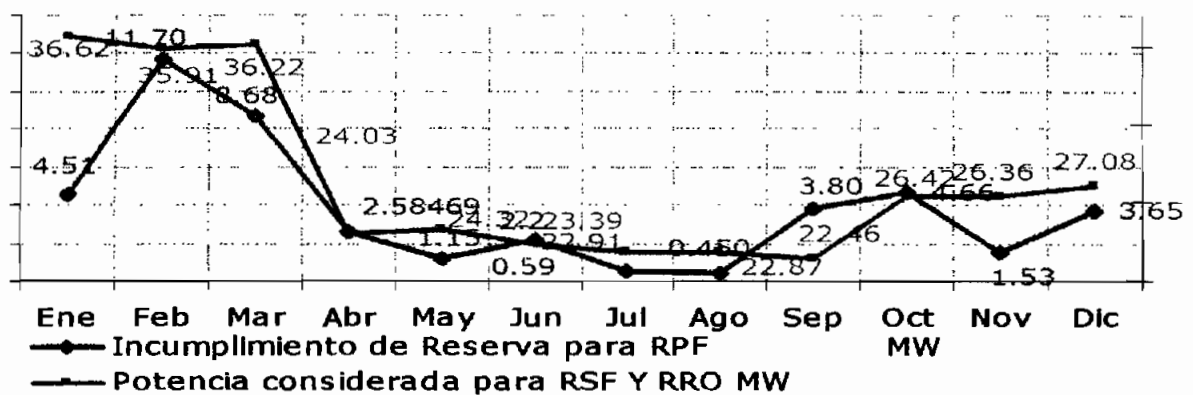
POTDEM, = Demanda total del sistema, demanda más pérdidas.

HMES, = Horas del mes.

Garantizar la seguridad del sistema eléctrico y la regulación de frecuencia es posible gracias a máquinas de respuesta rápida y que están generando por despacho, especialmente máquinas hidráulicas que posean lo ya mencionado y conocido como: Reserva Rodante Operativa (RRO). El CENACE realiza los estudios correspondientes para determinar la Reserva de Potencia Rodante disponible, así como el nivel de Reserva Fría disponible en máquinas listas a entrar en servicio en caso de que se presentaren desvíos prolongados tanto para la oferta como para la demanda.²⁰

La siguiente gráfica muestra los montos (MW) incumplidos y considerados para RPF y RSF respectivamente en el 2002.

Graf. No. 11.- RPF Y RSF en el 2002 - Fuente: CENACE



²⁰ Idem Ref. 19

LIQUIDACIÓN POR RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA (RAP)

La reserva adicional de potencia es determinada dentro de la programación semanal efectuada por el CENACE, cuando es requerida para cumplir las condiciones de calidad y seguridad del suministro en las áreas eléctricas del sistema. Las unidades generadoras disponibles quedan habilitadas para participar en la licitación o concurso de ofertas que realice el CENACE para este efecto. En caso de exceso de oferta la adjudicación se hará a los menores precios ofertados.

La remuneración de la Reserva Adicional de Potencia REMRAP\$_g de cada generador *g*, se lo efectuará con el precio de la potencia PRAP\$ que resulte licitado de la lista de mérito de los generadores considerados para reserva. Este valor no puede ser superior al precio unitario de la potencia a remunerar Pp\$.²¹

Entonces,

$$PRAP\$_{sem} \leq Pp\$_{sem}$$

donde,

PRAP\$_{sem} = Precio licitado de la reserva adicional de potencia definido semanalmente.

Pp\$_{sem} = Precio unitario de la potencia a remunerar distribuido semanalmente.

Además,

$$REMRAP\$_{g\ dia} = \min(PRAP\$_{dia}, Pp\$_{dia}) * RAPOT_g$$

donde,

REMRAP\$_{g dia} = Remuneración diaria a cada generador *g* por reserva adicional de potencia.

RAPOT_g = Monto de reserva adicional de potencia del generador *g* considerado para remuneración.

PRAP\$_{dia} = Precio licitado de la reserva adicional de potencia prorrateado diariamente.

Pp\$_{dia} = Precio de la potencia a remunerar prorrateado diariamente.

²¹ Idem Ref. 2, Pg. 58

De los requerimientos semanales de reserva adicional de potencia solo se considera para la remuneración mensual aquellos montos de potencia $RAPOT_g$ de cada semana y de cada generador al que no se le ha asignado potencia remunerable PRPD.

La remuneración mensual a cada generador g por reserva adicional de potencia quedará establecida como la integración de las remuneraciones diarias.²²

$$REMRA\$_{g,m} = \sum_{i=1}^n REMRA\$_{g,i}$$

donde:

$REMRA\$_{g,m}$, = Remuneración por reserva adicional de potencia al generador g en el mes m .

$REMRA\$_{g,i}$, = Remuneración por reserva adicional de potencia al generador g en el día i .

LIQUIDACIÓN POR ARRANQUES Y PARADAS (A&P)

El MEM reconoce una remuneración que deberá cubrir los costos de arranque y parada en que tienen que incurrir unidades de turbo-vapor cuando por condiciones operativas del sistema requieran ser paradas. Siendo mas precisos, hay que puntualizar que el costo de arranque y parada reconocido por el mercado a una unidad turbo-vapor, es el costo en el que se incurre para poner en operación una unidad, luego de que la misma ha permanecido parada por solicitud del CENACE por más de 48 horas, esto es para un arranque en frío. Si la puesta en operación de la unidad está dentro de las 48 horas; ésto se considera como arranque en caliente y no habrá remuneración en este caso.²²

La metodología y parámetros para definir el costo de arranque-parada de unidades turbo-vapor se ve con claridad en la Declaración de Costos de A & P proporcionada en el CENACE y que consta en el Anexo 23.

²² Idem Ref. 2, Pg.63

En el CENACE se indicó que la declaración de costos de arranque -parada no se hace periódicamente por parte de las empresas generadoras (turbo-vapor) y que se utiliza la misma del año pasado para el 2002 con las especificaciones del caso.

LIQUIDACIÓN POR REACTIVOS

Las transacciones por Potencia Reactiva para generadores se encuentran contempladas dentro de las liquidaciones y facturaciones mensuales que realiza el CENACE. La liquidación por este concepto reconoce los Costos Fijos y Variables para su producción (Anexo 24), tal como contempla la Regulación CONELEC 005/00 acerca de Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. Hay que destacar que dentro del parque generador del país solo reciben remuneración por este concepto las unidades Santa Rosa U1 y U2 (compensadores sincrónicos) de Termopichincha. Esta empresa no ha sido considerada para el presente estudio y por ello no será objeto de análisis alguno.

DESCUENTO POR GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA NO ESCINDIDA SEGÚN DECRETO No. 2233.

Durante el 2002 se establece una Reforma al Reglamento para el Funcionamiento del MEM sustituyendo el texto de la disposición transitoria segunda por otro del cual se extraen los principales aspectos modificados y que deben ser tomados en cuenta para el presente estudio:

a) Las Centrales Hidroeléctricas Paute, Agoyán, Pucará, ELECAUSTRO y la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de HIDRONACIÓN tendrán la obligación de vender a la totalidad de los distribuidores y grandes consumidores, en contratos a plazo, el 90% de la producción energética total en forma proporcional a la demanda de éstos. Los montos de energía a comprometerse en los contratos a plazo serán referenciales y se los determinará sobre la base de la Planificación Operativa usada para el cálculo del Precio Referencial de Generación.

La ponderación del Precio Referencial de Generación dentro de la determinación de la tarifa para el abonado final será analizada en el Capítulo 6 de este trabajo.

b) A las Centrales Hidroeléctricas no escindidas (no separadas) de las Empresas Distribuidoras, se liquidará el 10% de su producción en el Mercado Ocasional y, el 90% con el precio promedio de los contratos a plazo de las restantes centrales hidroeléctricas, tal como se establece en la Reforma al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Mayorista.

En el caso de que los generadores tengan contratos de compraventa de energía previamente suscritos, se respetarán los montos comprometidos y se suscribirán contratos con los distribuidores hasta completar el 90% señalado.

Dentro de las generadoras consideradas solo a la Empresa Distribuidora Elepcosa se le hará efectivo este descuento establecido por el CENACE y que se determina en la siguiente forma:

$$DescGenHidroNoEscindida(US\$) = IngGenVendMO(US\$) * 0,9$$

Esto implica que los reportes del CENACE solo presentan la remuneración al 10% de la Generación Neta de las unidades de generación de Elepcosa en el MO y por ello habrá que añadir la remuneración para la Generación neta restante (90% de la Gneto total) tal como establece esta reforma. Esta es la única empresa de las consideradas para la cual se deberá hacer esta consideración especial para así obtener los montos de remuneración al año, tanto en el MO como en el Mercado de Contratos. Ver Anexo 25

c) Las centrales termoeléctricas a vapor: Gonzalo Cevallos y Trinitaria de ELECTROGUAYAS y, la de TERMOESMERALDAS, también tienen la obligatoriedad de vender a los Distribuidores, en contratos a plazo, su energía en forma proporcional a la demanda de éstos.²³

PAGO POR CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN (RVT).

La Remuneración Variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos y, los generadores no realizan liquidación alguna por este concepto en el 2002;

²³ Idem Ref. 6, Pg. 2

sin embargo, en el nuevo modelo de mercado que se busca instaurar, en el que convenios contractuales determinan la mayor parte de las transacciones, la diferencia entre las liquidaciones por la energía neta entregada por los Generadores y Autogeneradores y los pagos por la generación neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores es la que se seguiría considerando para la remuneración al transporte en el mercado ocasional, mientras que en el mercado de contratos el valor a pagar por concepto de cargos variables depende del tipo de contrato que se haya suscrito entre las partes, así, si la compra-venta de energía se pactó en la barra del distribuidor, es el generador quien debe pagar este monto. Mientras que si es en la barra del generador, el distribuidor es quien cancela el valor por cargos variables; y si el contrato suscrito indica que es en la barra de mercado, tanto generador como distribuidor paga, con la ventaja de que los acuerdos en contratos permitirían pagos efectivos para el Transmisor, pero esto es motivo de otro estudio y análisis que no es el presente

3.3. TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE CONTRATOS.

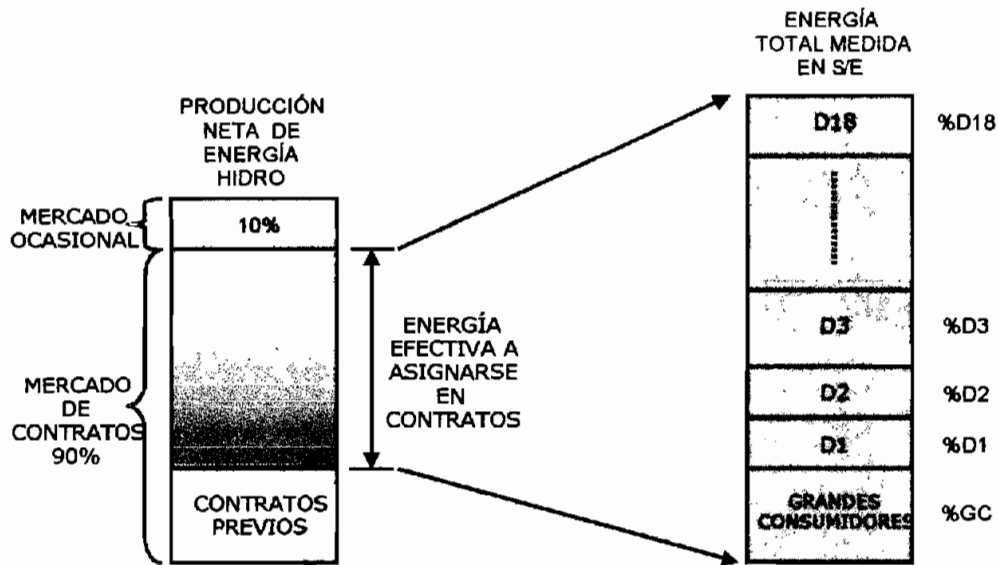
El CENACE determina mensualmente los valores a cobrar y pagar por parte de los agentes del MEM, el Transmisor, los importadores y exportadores por las transacciones realizadas en el MO y por los servicios prestados a terceros para el cumplimiento de las transacciones realizadas en Contratos a Plazo.

Como ya se definió en el Capítulo 1, el Mercado de Contratos contempla únicamente contratos (PPAs) de abastecimiento de energía, y dicha energía comprometida en contratos no podrá sobrepasar la energía declarada por el Generador como energía firme anual hidroeléctrica o capacidad efectiva termoeléctrica según el caso.²⁴ Los precios a pagar por la energía son de libre acuerdo entre las partes y es importante destacar que un generador debe cumplir con sus compromisos contractuales, independientemente de ser despachados o no por el CENACE. En caso de no ser despachados, el generador debe cumplir su contrato por medio de él o los generadores que si lo fueron, remunerándolos

²⁴ *Idem Ref. 2, Pg. 55*

por este concepto al precio del mercado. De esta forma el generador no despachado recibirá el precio pactado contractualmente.

Los montos de energía comprometidos en los contratos quedan establecidos en base a las restricciones de la reforma hecha al reglamento para Funcionamiento del Mercado Mayorista (Decreto 2233) ya revisada. Esto gráficamente y con un ejemplo de cálculo, se clarifica:



Graf. No.12.- Metodología de Repartición-Fuente: CENACE

Producción G.Hidro	555.56	MWh
90 % a Contratos	500	MWh
Contratos Previos	100	MWh
Energía Disponible	400	MWh

Distribuidores y Grandes Consumidores (MWh)	Demanda Total Medida	% Participación	Disponibilidad Hidro a contratarse	Contratos previos	Energía Total susceptible de contratarse	Energía Efectiva de Contratos	Energía Hidro Finalmente contratada	Energía Hidro sobrante Vendida en el Mercado Ocasional por el Generador
Dist 1	60	10	40	0	40	40	40	0
Dist 2	126	21	84	10	94	94	84	0
Dist 3	240	40	160	100	260	240	140	20
Dist 4	78	13	52	10	62	62	52	0
Dist 5	42	7	28	0	28	28	28	0
Gran Cons 1	24	4	16	24	40	24	0	16
Gran Cons 2	12	2	8	0	8	8	8	0
Gran Cons 3	18	3	12	18	30	18	0	12
TOTAL	600	100	400	162	562	514	352	48

Tabla No. 9 Forma de Asignar los Contratos a Distribuidores y Grandes Consumidores

Para obtener la remuneración por la Energía Contratada de las Generadoras en el año se utilizarán como datos los Promedios Ponderados (¢US\$ / kWh) de la Energía en el Mercado de Contratos en el año, obtenidos en el CONELEC (Anexo 26). Y se obtendrá la remuneración por Energía Contratada al generador g adoptando la siguiente fórmula:

$$REMECont_{g,año} = ECont_{g,año} \times PPECont_{g,año}$$

donde:

$REMECont_{g,año}$ = Remuneración por energía contratada al generador g en el año (US\$).

$ECont_{g,año}$ = Energía Contratada al generador g en el año (kWh o Gwh).

$PPECont_{g,año}$ = Precio Promedio Ponderado de la Energía Contratada al generador g en el año (¢US\$ / kWh).

Habrán que hacer ciertas consideraciones, para la aplicación de esta fórmula:

- En los datos obtenidos de Precios Promedios Ponderados (¢US\$ / kWh) para la energía en contratos de el CONELEC, no existe estos valores definidos para la Central Agoyán y Pisayambo (Pucará) por separado, y por ello se adopta como común par estas dos centrales el valor de: 2,1 ¢US\$ / kWh (0,021 US\$ / kWh), tomando en cuenta que la Empresa Hidroagoyán administra ambas centrales.
- Como ya se indicó a la distribuidora Elepcosa (Cotopaxi S.A.) al poseer generación hidroeléctrica no escindida será objeto de un tratamiento especial (debido al Decreto 2233) para determinar su remuneración total por Potencia y Energía en el Mercado. Además de la remuneración por Potencia y Servicios Complementarios, se tendrán en este caso dos remuneraciones por su energía vendida: Ingresos en el MO por el 10% de su Generación Neta (desde Marzo del 2002) e Ingresos por el 90% de su Generación Neta pero valorizada con el precio promedio de la energía de contratos de las restantes generadoras hidroeléctricas consideradas (2,58 ¢US\$ / kWh) Ver Anexo 25.

- Dentro del parque generador ecuatoriano las generadoras que no transan su energía en contratos a plazo son: Electroquil, Machala Power, Victoria II (La Barcaza) y Electroecuador.

Adicionalmente en los Reportes de Transacciones del CENACE se contemplan los siguientes rubros:

Descuento por Convenios de Contratos

Constituyen deducciones en los montos globales para remuneración de las generadoras debido a acuerdos contractuales de carácter reservado entre los agentes del MEM.

Descuento por Acuerdos de Potencia en Contratos del Fondo

Constituyen deducciones en los montos globales para remuneración de las generadoras cuyo mayor accionista es el Fondo de Solidaridad. Estos descuentos o deducciones son debidos en ocasiones a acuerdos de potencia no realizados a tiempo. Incluso, que estos valores consten como descuento en los reportes de transacciones del CENACE no implica necesariamente que el descuento se de en la práctica, ya que puede ser liquidado posteriormente a la generadora mediante convenios que establezca el Fondo de Solidaridad con sus centrales generadoras.

3.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS

El análisis del 2002 identifica que la Generadora con mayores ingresos en el MEM (esto es considerando los mercados Ocasional y Contratos), es Hidropaute, seguida de cerca por Electroguayas; y en el lado opuesto se encuentran Emelríos y Emelmanabí con ingresos extremadamente bajos, debido a su elevada indisponibilidad en el año. Dependiendo de su capacidad de generación y su tipo, como norma general, se puede decir que una central que opere con continuidad es remunerada en mayor medida que una que casi no opere u opere parcialmente

durante el año. De esto hay como cerciorarse al revisar las Novedades del 2002 en cuanto Generación Neta y Potencia Remunerable en el Anexo 27; además del Resumen Anual 2002 de el Anexo 28 y de la Tabla No.10.

Tomando en cuenta solamente la remuneración en el Mercado Ocasional que es de fundamental interés en este estudio, se ve que se mantienen los "extremos" mencionados, es decir: Hidropaute y Emelríos tienen la mayor y menor ganancias respectivamente en este mercado, dentro de las generadoras consideradas.

Para la sanción de precios en el MO, la aplicación de la teoría marginal permite en forma convencional que la generación vaya entrando al despacho en un "orden de mérito", es decir que entren primero las unidades generadoras más económicas (Hidráulicas) y luego las más caras (Térmicas) hasta cubrir la demanda de una hora determinada; la unidad marginal (la última que entra al despacho y que atiende un incremento de carga) determina la remuneración para las demás unidades constituyéndose esto un incentivo para las generadoras "económicas" que de esta forma pueden cubrir sus costos variables de producción con cierto margen de utilidad. Hay que tomar en cuenta que no siempre la unidad marginal será una unidad térmica ya que esto está influenciado directamente con la variación del costo de los Combustibles y el Costo del Agua en un determinado período; no es nada raro que en época de estiaje sea por ejemplo la Central Paute la que fije el precio horario de la energía debido al alto valor del agua. (Ver Anexo 29) El pago por Potencia y Servicios Complementarios se constituye un cargo adicional sin el cual las generadoras no podrían recuperar sus costos de inversión o de capital. La determinación de la potencia a remunerar (PR) se establece fundamentalmente en base a la disponibilidad que presente una unidad generadora y este tópico se abarca con mayor detalle en el Capítulo 6.

Aunque el análisis se centra en el desempeño del parque generador en el 2002, se presenta en la siguiente tabla los ingresos obtenidos en el Mercado Ocasional y el Mercado de Contratos para las generadoras consideradas en el 2001 y 2002, esto solo como información adicional.

EMPRESAS	2001		2002	
	INGRESOS EN EL MO (US\$)	INGRESOS POR CONTRATOS (US\$)	INGRESOS EN EL MO (US\$)	INGRESOS POR CONTRATOS (US\$)
HIDROAGOYAN	21.280.649,41	13.057.994,27	22.587.440,84	10.893.973,36
COTOPAXI	2.142.094,51	0,00	750.071,57	873.510,12
EMAAP-Q	2.233.658,50	0,00	863.109,42	1.031.475,39
HIDROPAUTE	97.163.434,65	27.058.016,87	78.447.692,82	66.845.670,17
HIDRONACION	46.898.414,91	5.371.035,476	25.010.368,81	20.394.685,03
HIDROPUCARA	13.903.805,39	1.383.217,63	8.489.349,76	2.174.224,46
ELECTGUAYAS	55.497.996,87	48.278.822,14	65.234.215,81	46.490.323,86
TESMERALDAS	19.125.610,88	9.421.971,35	23.491.035,07	24.615.551,98
EMELRIOS	1.198.741,94	0,00	205.095,77	0,00
EMELMANABI	2.976.294,46	0,00	246.191,05	0,00
ELECTROQUIL	52.275.686,59	0,00	46.700.916,86	0,00
VICTORIA II	8.726.549,94	0,00	10.555.788,75	0,00
EDC-MPOWER		0,00	18.225.764,89	0,00

Tabla No. 10. Ingresos en el MEM – 2001 vs. 2002

Los resultados de la Tabla No. 10 se obtuvieron en base de información recabada en el CENACE y CONELEC. En el caso de Ingresos en el MO, estos constituyen datos reales y en el caso de Contratos, éstos ingresos constituyen aproximaciones al basarse en valores medios y ponderados del precio del kWh en el mercado de contratos para el 2001 y 2002.

También se pueden observar las tablas y gráficas de los Anexos 30 y 31 donde se confronta la Generación Neta e Ingresos en el MO para las generadoras consideradas en los años 2001 y 2002. Los resultados de comparar el 2001 y 2002 nos permiten hacer ciertas observaciones:

- Sobre la Energía Neta (GWh) producida entre el 2001 y 2002 por las generadoras, hay que indicar que la diferencia entre estos valores no es radical, excepto para generadoras como Emelríos y Emelmanabí que han reducido dramáticamente su producción en el 2002 debido a problemas técnicos y de financiamiento. (Ver Anexos 03 y 27)
- Sobre la remuneración total en el MO hay que indicar que el análisis es más complejo ya que si bien depende en gran medida de la producción energética de

las generadoras, está supeditado también al pago por capacidad o potencia definida por la PRPD.

- Sobre la remuneración por contratos, se ve en forma global que hay mayor participación de las generadoras en este mercado. Esto sobretodo debido a la Reforma No. 2233 al funcionamiento del MEM ya revisada, que establece la obligatoriedad de cierta generadoras para poner gran parte de su producción (90%) en este mercado.

Centrándose nuevamente en el 2002 que es el año considerado para este estudio, y con los antecedentes revisados, hay que afirmar que no se pueden tomar los resultados del 2002 como una referencia a "largo plazo" ya que si bien estos resultados al compararlos con el 2001 pueden presentar una tendencia para ciertas generadoras, dentro de un año o menos el escenario puede presentarse completamente distinto dependiendo de aspectos como: la entrada en operación de nueva generación que desplace a la existente, variación significativa del precio de combustibles, cambios en la normativa, etc.

Se podría vaticinar para un futuro mediato que el comportamiento operativo y de generación de una de las plantas analizadas sea el mismo que el de los resultados obtenidos en el 2002, si y solo si, la producción energética de cada unidad se encuentra por encima o alrededor de su valor esperado de Energía Firme o Garantizada para suministro del mercado, como es el caso por ejemplo de la Central Paute, Pucará y Agoyán ²⁵

CENTRALES	Balance Anual de Energía Firme (GWh)		
	2001	2002	2003
Pucará	209	209	209
Paute	2301	2301	3086
Agoyán	603	603	603

Tabla No.11. Fuente Ex-Inecel

²⁵ EX – INECEL, "Actualización del Plan Maestro de Electrificación", Expansión de la Generación, Cuadro No. 12. 1996

REFERENCIAS - CAPÍTULO 3:

- ¹ CENACE, Villacrés, Iza, Medina, Maldonado, Moya; "Trabajo de Microeconomía"; 2001, Pg. 3.
- ² CONELEC, Regulación No. 007/00, "Procedimientos del MEM - Versión 2.0", Pgs. 23 – 25 y 50 – 63.
- ³ CENACE, Gabriel Arguello R., "Sistema Nodal para la Determinación de Precios Marginales en Mercados Eléctricos Mayoristas" Noviembre de 1998, Pg.2
- ⁵ CENACE, Dirección de Transacciones Comerciales "Reportes Acumulados de Transacciones Mensuales de Generación 2001 y 2002" Ing. Kléber Vizcaíno.
- ⁶ REGISTRO OFICIAL No. 495, Decreto No. 2233; "Reforma al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Mayorista"; Miércoles 16 de Enero del 2002, Pg.2
- ¹⁰ CONELEC, Regulación No. 002/00, "Restricciones e Inflexibilidades Operativas"
- ¹² CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico del 2001 y Primer Semestre del 2002" Ing. Jorge Mendieta.
- ¹⁴ CENACE, Página Web, Dirección de Transacciones Comerciales, "Boletín de Transacciones Mensuales – Diciembre del 2002, Enero y Febrero del 2003
- ¹⁷ CENACE, Dirección de Operaciones (DOP), Procedimiento de Aplicación de la Regulación No. CONELEC 001/00.
- ¹⁹ CONELEC, Regulación No. 006/00, "Procedimiento de Despacho y Operación - Versión 2.0"
- ²⁵ EX INECEL, Actualización del Plan Maestro de Electrificación, "Expansión de la Generación", Balance Anual de Energía Firme a Nivel de Subestación Principal SNI, Cuadro No. 12. 1996
- ²⁷ LRSE, "Ley de Régimen del Sector Eléctrico-Legislación Conexa", Reglamento para el Funcionamiento del MEM, Febrero 2002, Capítulo 3, Fijación de Precios en el MEM.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE COSTOS Y DE MÁRGENES DE UTILIDAD PARA LAS GENERADORAS

4.1 COMPARACIÓN ENTRE PAGOS FIJADOS EN EL MEM Y COSTOS POR INSTALACIÓN – PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL PARQUE GENERADOR DEL PAÍS

Revisados los costos por instalación-producción y las remuneraciones por estos conceptos para la generación en el MEM, se pueden obtener las utilidades netas en el año de las generadoras consideradas y sacar así algunas conclusiones. Las tablas de los Anexos 32 y 33 muestran dos tipos de evaluación económica para la determinación de las utilidades de las generadoras, y éstos son considerando como Costo Fijo de Capital a la Anualidad y luego por separado a la Depreciación (TER). En las dos formas se tiene al final la misma respuesta (El Rendimiento Acumulado Anual = TER), pero es importante la interpretación de cada una de ellas:

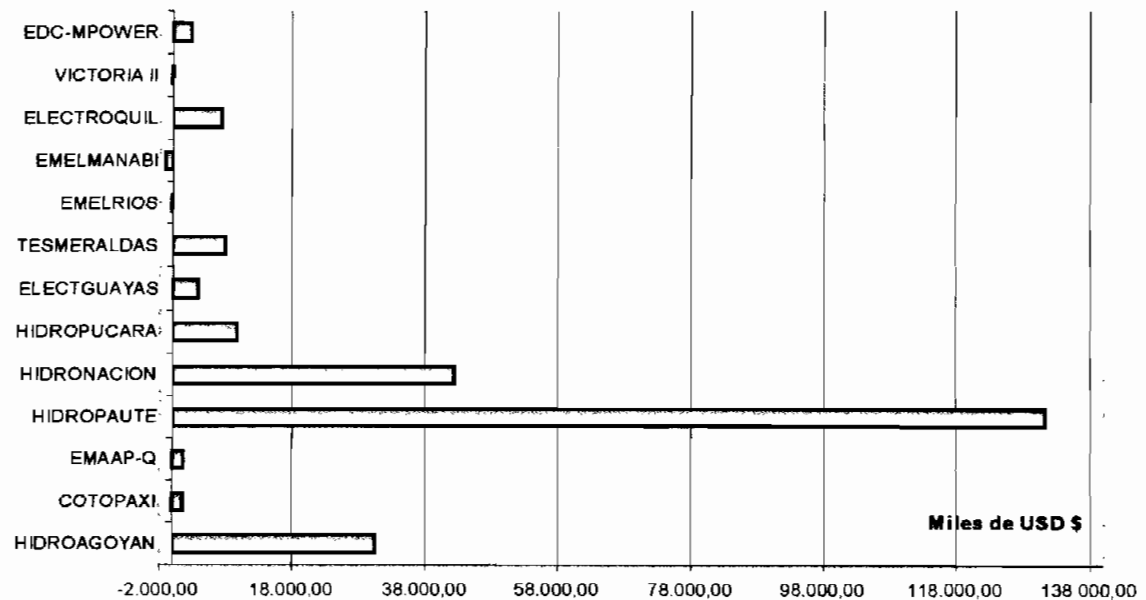
- Al considerar la anualidad se busca una recuperación del capital en forma uniforme cada año durante la vida útil de la generadora y esperando obtener una rentabilidad que en este caso se constituye en el 11,2% que brinda el CONELEC (Ver Anexos 15 y 22). Hay que recordar que en el cálculo de la Anualidad ya se está incluyendo simultáneamente el valor de la depreciación. En resumen, obtener la anualidad representa considerar la Depreciación y un margen de Rentabilidad por la inversión realizada. Considerar la anualidad como Costo Fijo de Capital es una forma sencilla de establecer la diferencia de ingresos vs. costos, sin embargo no permite visualizar las utilidades que se tienen por debajo de la tasa del 11,2% (Ver Anexo 32)
- El considerar la depreciación con el factor o fondo de Amortización es otra forma utilizada para obtener la recuperación de capital de una generadora pero que a diferencia de la anualidad se basa en una "capitalización" año a año del monto de depreciación de los activos de la generadora hasta el final de su vida útil. El método de la Tasa Explícita de Rendimiento que se basa en la obtención

de esta depreciación, permite determinar en forma más clara las utilidades sobre y bajo la tasa del 11,2%, y por ello éste método se tomará como “eje” de aquí en adelante para los resultados, análisis, y conclusiones obtenidas.

4.2. ANÁLISIS POR TIPO DE GENERADORA

Como se ha enunciado no todas las generadoras obtienen tasas de rentabilidad sobre el 11, 2% e incluso hay algunas que presentan Tasas de Rendimiento Acumulado Anual (TER) negativos, lo cual implica pérdidas o utilidades negativas en el año, tal consta en el Anexo 33. Las generadoras que presentan estas pérdidas en el 2002 son: Emelríos, Emelmanbí y la Barcaza-Victoria II (Energycorp). Esto se verifica también al obtener la Eficiencia Económica en el año, es decir al obtener la relación de ingresos sobre costos, siendo esta menor a 1.0 para estas generadoras. La razón de esta ineficiencia económica se debe a la indisponibilidad parcial no remunerada en el año para éstas generadoras, que puede ser verificada en el Anexo 3 y 27 del presente trabajo.

Se puede visualizar los montos de utilidades en el año para las diferentes generadoras en base a la siguiente gráfica:



Gráfica No. 13 . Utilidades Netas 2002 - Método de la TER (Fuente: Anexo 34)

La gráfica permite descubrir una desigualdad evidente en cuanto a utilidades anuales para los diferentes tipos de generadora y permite identificar que la

generadora que más utilidades obtiene en el año es Hidropaute que a su vez es la generadora que obtiene los mayores ingresos tanto en el Mercado Ocasional como en el Mercado de Contratos. Hay que anotar que una generadora con altos ingresos no necesariamente tendrá grandes utilidades, esto está determinado por el nivel de egresos de la misma como son: costos operativos y costos de capital en el año. Este es el caso por ejemplo de las Centrales Térmicas como las de Electroguayas con sus plantas de vapor Trinitaria y G. Zevallos 2,3 que requirieron alta inversión inicial y que poseen considerables costos operativos.

Revisando solo lo concerniente a la Tasa Anual Acumulada de Rendimiento (TER) se ve que la generadora que tiene el mayor porcentaje al respecto, es la Central Daule Peripa (M. Laniado) de Hidronación. El hecho de superar la tasa del 11,2% de rentabilidad reditúa ya de por sí en una eficiencia económica mayor a la esperada y que se materializa en altas utilidades o ganancias, pero tener la tasa de rendimiento más alta implica que esta generadora resulta ser la más eficaz de las analizadas ya que al compararla con otras generadoras "semejantes" en cuanto a su capacidad instalada e inversión realizada como son: Hidroagoyán y Electroguayas; la generadora Hidronación presenta un mayor rendimiento debido sus bajos costos operativos y a su elevada remuneración en el Mercado Ocasional y de Contratos, esto en el 2002. Un aspecto que hay que destacar al respecto de la Central Daule-Peripa es que su capacidad energética es alta en especial en época lluviosa, pero que al no ser la generación eléctrica su principal finalidad opera con ciertas limitaciones.¹

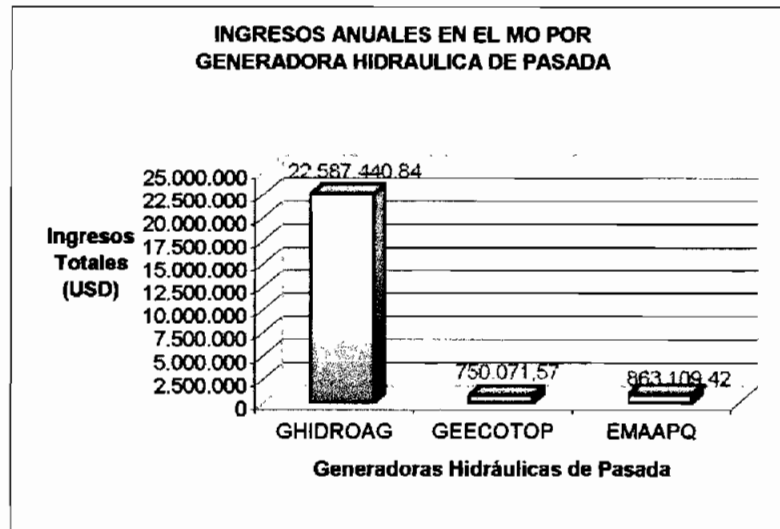
En base a estas observaciones preliminares se puede ya hacer un análisis por tipo de generadora:

4.2.1. GENERADORAS DE PASADA (HID)

Las centrales Hidráulicas de Pasada las cuales tienen poca o ninguna capacidad de embalse se caracterizan por generar hasta su potencia efectiva de manera permanente en época lluviosa, mientras en estación seca salen de operación en

¹ CENACE, "Sanción de Precios Marginales en la Barra de Mercado", 23 de Septiembre de 1999

ciertos períodos del día para recuperación de sus embalses. Estas cualidades de disponibilidad y sus bajos costos operativos en relación a las Térmicas hacen que su aporte de generación al mercado sea suficientemente continuo para tener una remuneración en el mercado que reditúe en elevadas utilidades para algunas de estas empresas. Las centrales de pasada analizadas pertenecen a empresas de características y funciones diversas, por ello la gran diferencia de resultados en cuanto a utilidades e ingresos.

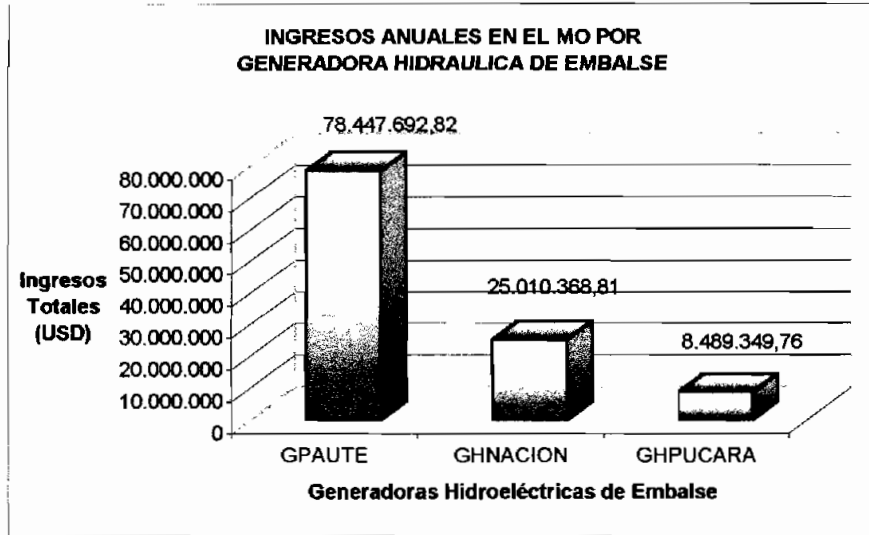


Graf. No. 14. Ingresos en el MO (2002)-Hidráulicas de Pasada

La generadora Hidroagoyán posee los mayores ingresos en el MO, siguiéndole en este respecto la Distribuidora Elepcosa con sus centrales de El Estado e Iluchi y finalmente está la Autogeneradora EMAAP-Q con sus Centrales de El Carmen y Recuperadora.

4.2.2. GENERADORAS DE EMBALSE (HEM)

La operación de las centrales de embalse con gran o limitada capacidad de embalse puede afectar significativamente el resultado económico del MEM de un período de tiempo a otro debido a que su potencia instalada es significativa respecto a la demanda total del MEM. Se puede ver en la gráfica siguiente, la relación de ingresos en el MO para las generadoras de este tipo consideradas.

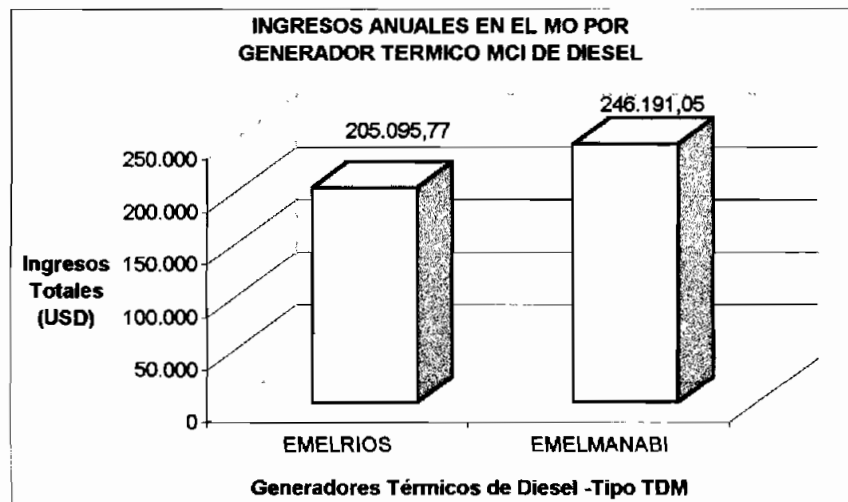


Graf. No. 15. Ingresos en el MO (2002) - Hidráulicas de Embalse

Las utilidades por generadora de embalse mantienen la misma relación de jerarquía, con Paute a la cabeza con un amplio margen de ganancias sobre las demás. (Ver Anexo 33 y la Gráfica No. 13)

4.2.3. GENERADORAS CON MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA (MCI)

La situación de los Motores de Diesel no es favorable, por lo menos en el 2002.

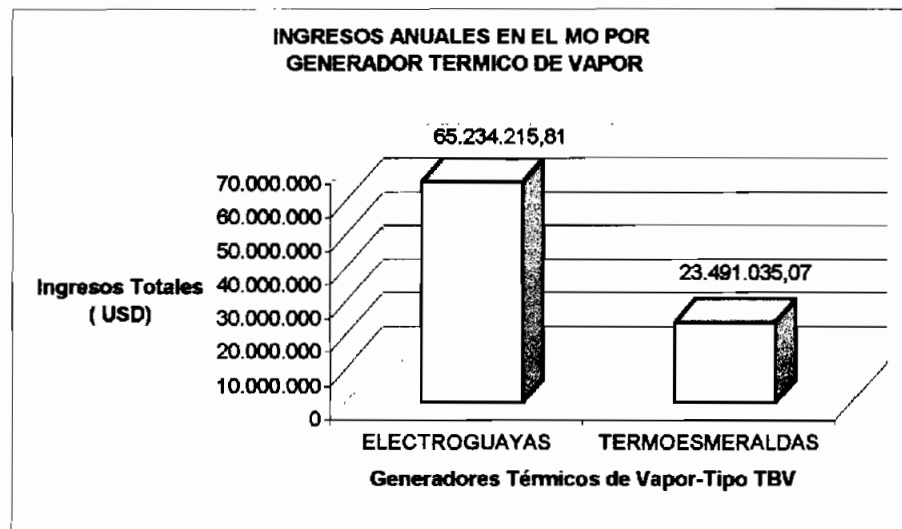


Graf. No. 16. Ingresos en el MO (2002) – MCI a diesel

Las remuneraciones en el mercado para estas empresas lo reflejan, y mas bien presentan pérdidas en el año. Este tipo de generación térmica al igual que los motores de bunker-diesel (vapor) y las turbinas de gas entran a operar generalmente en horas de demanda punta y media.² Sus elevados costos variables (entre 7 y 8 ¢US\$ / kWh respectivamente) hacen que se encuentren entre las últimas unidades en entrar al despacho económico y en caso de marginar solo cubrirían sus costos operativos. Añadido a esto su inoperancia (indisponibilidad) en el año que se puede constatar en el Anexo 27, se entiende entonces el por qué? de su ineficiencia económica.

4.2.4. GENERADORAS DE TURBO VAPOR (TVB)

Se despachan unidades térmicas (vapor) por seguridad del Sistema y para bajar los costos marginales en horas de demanda máxima. Sin embargo, estas unidades deben permanecer de forma continua respetando sus características técnicas y operativas.³



Graf. No. 17. Ingresos en el MO (2002) – TBV

Las unidades de vapor de Esmeraldas, Trinitaria y Gonzalo Zevallos que operan en base y que utilizan fundamentalmente bunker y en menor proporción diesel

² CONELEC, Regulación No. 007/00, "Procedimientos del MEM – Versión 2.0

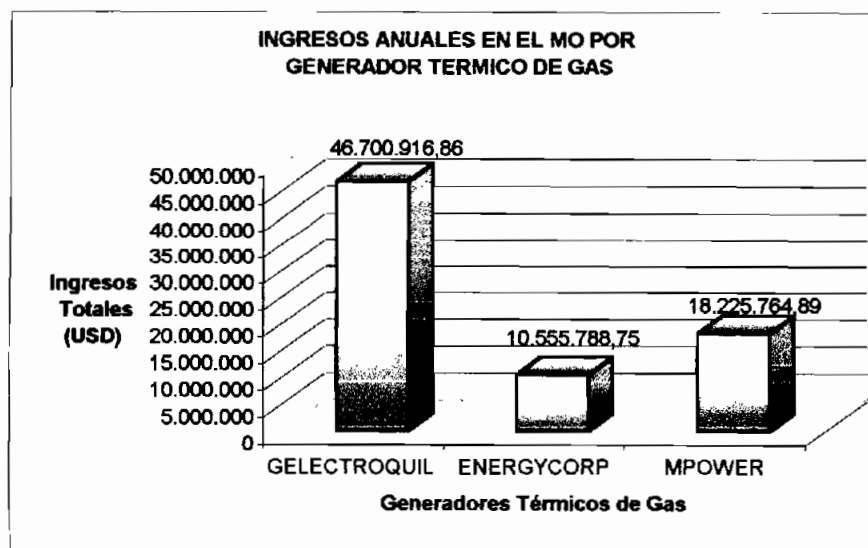
³ Idem Ref. 1

como combustibles, presentan costos variables (O&M) más económicos que los que presentan los Motores de Combustión Interna (diesel) y las Turbinas de Gas (diesel y nafta) en el escenario planteado.

Todos estos factores repercuten favorablemente en la remuneración y consecuentemente en las utilidades netas anuales de Termoesmeraldas y Electroguayas aunque no en la misma proporción de algunas generadoras hidro de gran capacidad ya analizadas.

4.2.5. GENERADORAS DE GAS (TG)

Las Turbinas de Gas consideradas utilizan diferentes tipos de combustibles para la generación eléctrica, y esto influye directamente en sus costos variables de producción. En el escenario planteado (capítulo 2) el nivel de los costos variables de producción de Electroquil y la Barcaza-Victoria II (Energycorp) se asemeja al de las generadoras térmicas MCI, pero la diferencia radical que se debe tomar en cuenta es que siempre una turbina de gas superará a un MCI en rendimiento y velocidad de puesta en operación y por ello se constituyen como imprescindibles para el efectivo y confiable abastecimiento de energía de cualquier sistema de generación.



Graf. No. 18. Ingresos en el MO (2002) – Turbinas de Gas

Los ingresos de Electroquil y Energycorp en el MO se presentan en la Gráfica No.18. La diferencia de valores es sustancial, y está determinada por el nivel de disponibilidad de las centrales generadoras de estas empresas en el año, lo que hace que en el caso de Electroquil estos ingresos permitan tener utilidades netas aunque con un rendimiento acumulado menor del 11,2 % y que para Energycorp-Victoria II se presenten pérdidas económicas en el año.

Se hace un punto aparte del análisis de Machala Power ya que esta generadora que consume gas natural resulta ser altamente competitiva desde el punto de vista económico, incluso, con las Centrales Hidroeléctricas.⁴ Los datos y resultados del Anexo 33 muestra que esta generadora posee los costos variables mas bajos del parque generador térmico escogido, y si bien su valor de TER es bastante bajo hay que tomar en cuenta que su puesta en operación se da recién en Septiembre del 2002, evaluándose anualmente a una generadora que ha estado en operación solo cuatro meses. Pese a esto, al cometer este “error intencional” en el análisis, se ve ya en pocos meses que las Turbinas de gas de Machala Power reciben mayor remuneración en el MO que centrales como por ejemplo las de Pucará y Victoria II que operan desde Enero. (Ver Anexos 28 y 27).

La disponibilidad de gas natural extraído del Golfo de Guayaquil es fundamental para el aprovechamiento de este tipo de generación que resulta económico y de alto rendimiento (Ver Anexo 12) y en caso de agotarse esta fuente o reserva de gas natural se debería pensar en las implicaciones técnico - económicas de una importación de este combustible e incluso en la implementación de un “gasoducto” para el abastecimiento; más aún si se toma en cuenta que la segunda fase del Proyecto Machala Power para Julio del 2005 incluye un ciclo combinado de vapor ⁵ brindando así un aún mayor rendimiento que el de ciclo abierto actualmente en operación.

⁴ EX INECEL, “Actualización del Plan Maestro de Electrificación”, Expansión de la Generación, Pg. 16

⁵ CENACE, Dirección de Planeamiento, “Análisis del Abastecimiento Energético en el Largo Plazo , Enero 2002 – Diciembre 2006 ”

4.3. ANÁLISIS GENERAL DE RESULTADOS

Cabe reiterar que los resultados numéricos acerca de Costos Fijos y Variables en el escenario planteado, así como los resultados de Ingresos en el mercado de Contratos constituyen aproximaciones de la realidad y que hacen que tanto las utilidades netas como los valores de eficiencia económica y rendimiento anual acumulado (TER) sean de carácter referencial. Estas referencias permiten ver que la situación no es favorable para un porcentaje apreciable de las generadoras. Nueve de las trece generadoras consideradas obtienen tasas de rendimiento bajo el 11,2% (fijado por el CONELEC) y que se tomó como la Tasa de Rendimiento Referencial en este trabajo. Esto trae consigo limitaciones para que estas empresas puedan realizar reinversión o expansión de sus sistemas.

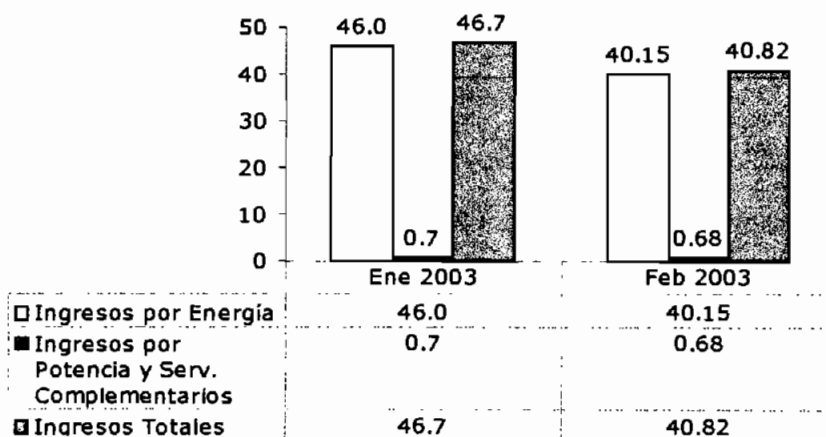
De estos resultados se puede explicar la razón por la que se considera a la generación como una inversión de riesgo y la razón por la que se cree que la tasa de descuento fijada por el CONELEC debería elevarse a un 18% o 16% como en el caso Peruano, brindando así un mayor incentivo para la inversión en nueva generación.⁶

La confrontación de costos vs ingresos (Anexo 32 y 33) en el parque hidro-térmico ecuatoriano en el 2002, determina que hay "negocios" con alta y baja eficiencia - económicamente hablando - y la baja eficiencia que se da con generadoras térmicas con elevados costos variables de producción, se salda con bajas utilidades e incluso con pérdidas. La inclusión frecuente de este tipo de generación, ante la falta de generación económica en el despacho diario, repercute finalmente en forma negativa en la tarifa del abonado final, y la aplicación de la teoría marginal para la remuneración en el MO ha evidenciado estas señales y por ello se harán más observaciones al respecto a continuación y en el Capítulo 5.

⁶ CONELEC, Dirección de Regulación

4.3.1. INFLUENCIA DE EL SISTEMA DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN EL MEM

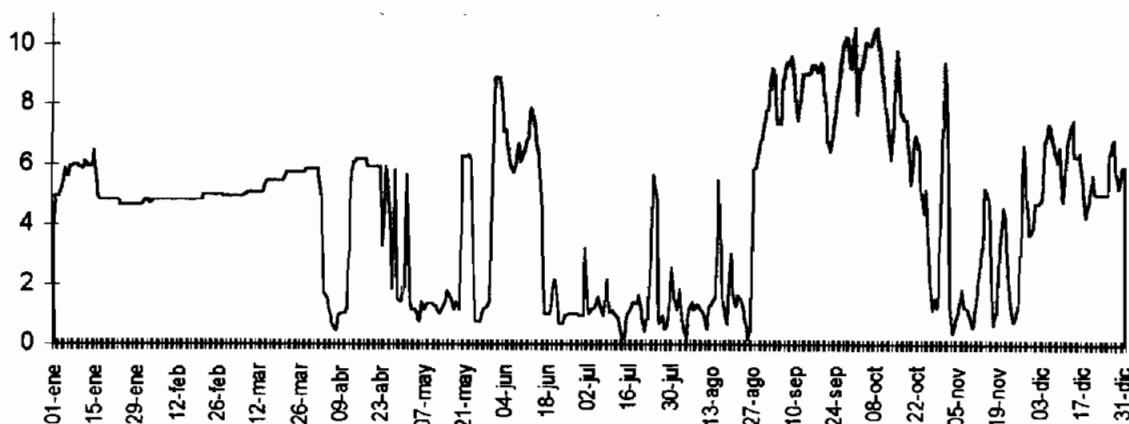
Como se ha visto en los capítulos precedentes, el requerimiento de ingreso mínimo para una generadora deberá consistir en los cargos corrientes resultantes de inversiones de capital (cargos fijos totales) que se deben recuperar, más los gastos asociados que ocurren periódicamente (es decir, combustible, gastos de O&M, impuestos sobre bienes, seguro, etc.), en suma Costos Fijos y Variables. Aunque importante e imprescindible en el actual mercado de generación ecuatoriano, la remuneración a la potencia y servicios complementarios es insignificante frente a la remuneración de la energía que en el MO es determinada en base a un costo marginal que varía hora a hora, día a día y mes a mes en cada año.



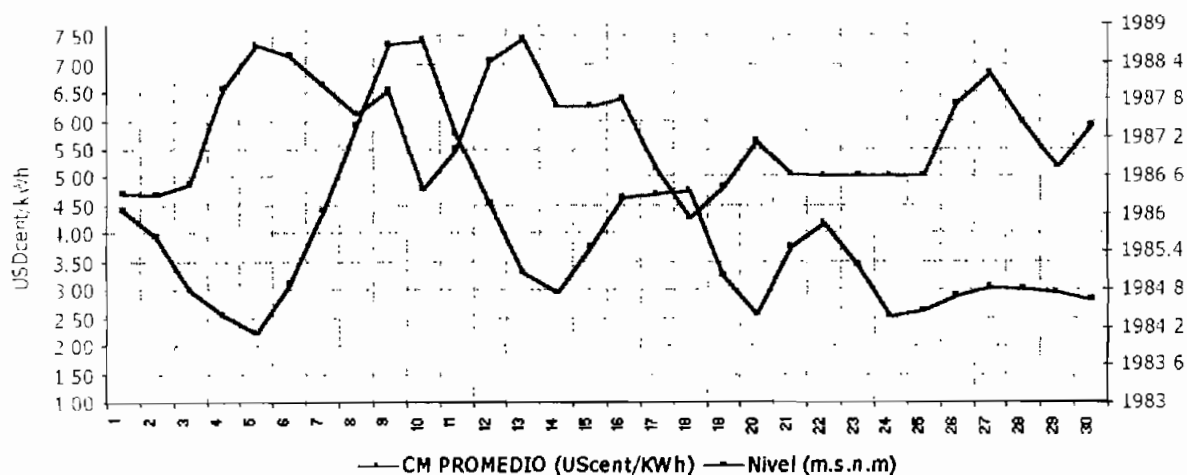
Graf. 19. Desempeño Económico de Generadores (millones de USD) – Fuente: CENACE

En el 2002 conforme a las condiciones hidrológicas, el manejo de los embalses y la disponibilidad de las unidades de generación, los costos marginales han mostrado el siguiente desempeño:

Graf. No. 20. Precio Medio de la Energía sancionado en el 2002 (¢ US\$/kWh)

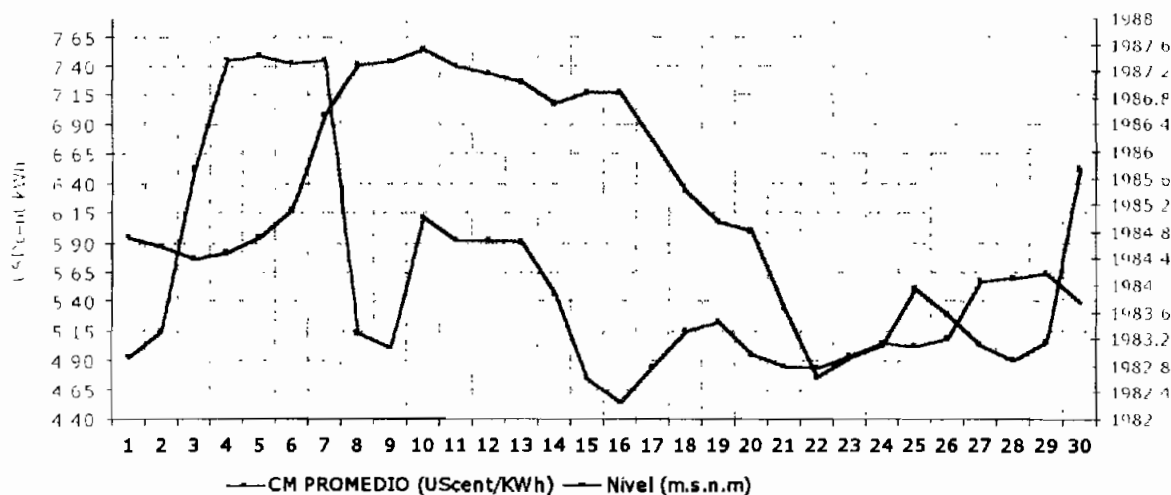


Graf. No. 21. Costo Marginal sancionado promedio y Nivel de Embalse de Hidropaute- Diciembre 2002



Si se vuelve la mirada un año atrás (2001) y se observa la evolución de los costos marginales en el mismo mes se tiene lo siguiente:

Graf. No. 22. Costo Marginal sancionado promedio y Nivel de Embalse de Hidropaute- Diciembre 2001



La Gráfica No. 20 permite visualizar la evolución de los costos marginales en función de diferentes parámetros para el 2002, mientras las Gráficas No. 21 y 22 muestran la Relación Costo Marginal vs. Embalse de Amaluza (Paute). Se nota al comparar la evolución de Costos Marginales entre Diciembre del 2001 y Diciembre del 2002 que existe una leve elevación de los mismos; elevación la cual, es más notoria si se observa estos Costos Marginales en Febrero del 2003 (Gráfica No. 23 Capítulo 5). Aunque el factor hidrológico y de manejo de embalses

juega un papel preponderante para esta diferencia de valores, la disponibilidad de generación que está supeditada a parámetros como: mantenimientos, precios de combustibles, demanda, etc.; afecta también en este aspecto. En el afán del gobierno para frenar esta escalada en los costos marginales debida a la falta de oferta de generación eficiente y económica que entre en acción para respaldar al aporte de Paute, se pretendió implantar transitoriamente un Price Cap para la generación como un limitante para la sanción de precios basados en la teoría Marginal en el MEM; de esta manera se buscaba alcanzar una nivelación tarifaria que permita que las Distribuidoras disminuyan su alta cartera vencida por compra de energía en el MO. Sin embargo poco tiempo después esta medida fue derogada, volviéndose entonces a el modelo anterior al argumentar que lo único que se lograba con el precio tope (Price Cap) era trasladar el desajuste tarifario del distribuidor hacia el generador y transmisor.⁷

A criterio del autor, se considera que la remuneración con la teoría de costos marginales realizando despacho económico es justa; y, que además en el país ha enviado las señales adecuadas que evidencian la existencia de una inapropiada estructura de costos de producción, que en condiciones normales atraería a nueva y más eficiente inversión en generación, permitiendo una reducción de los costos marginales.

La aplicación de la Teoría Marginal ha demostrado la debilidad del sistema para manejar los precios, que siempre estarán determinados en última instancia por los caudales del río Paute. Por ello la importancia de saber manejar el embalse de Amaluza para amortiguar estos precios, así como la Construcción del Embalse de Mazar que aporte también a este fin.⁸

⁷ CENACE, Elecaastro S.A., "Implementación del Price Cap para Generación y sus efectos en el mercado Eléctrico Ecuatoriano", Pgs. 1-6.

⁸ CENACE, Galo Nina, Elsy Parodi, "Análisis del Comportamiento de los Precios Marginales en el MEM Ecuatoriano" Octubre 2001, Pgs. 1-9.

REFERENCIAS - CAPÍTULO 4:

¹ CENACE, "Sanción de Precios Marginales en la Barra de Mercado", Jornadas Técnicas con Agentes del MEM – Santo Domingo de los Colorados; 23 de Septiembre de 1999.

² CONELEC, Regulación No. 007/00, "Procedimientos del MEM - Versión 2.0"

⁴ EX-INECEL, Actualización del Plan Maestro de Electrificación, "Expansión de la Generación", Pg.16; 1996

⁵ CENACE, Dirección de Planeamiento, "Análisis del Abastecimiento Energético en el Largo Plazo (Enero 2002 - Diciembre 2006)"

⁶ CONELEC, Dirección de Regulación, Ing. Eduardo Cazco.

⁷ CENACE, Elecaastro S.A., "Implementación del Price Cap para Generación, y sus efectos en el Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano"; Pgs. 1 – 6.

⁸ CENACE, Galo Nina, Elsy Parodi, "Análisis del Comportamiento de los Precios Marginales en el Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano"; Primer Seminario del MEM del Ecuador; Octubre del 2001; Pgs. 1-9.

CAPÍTULO 5

INFLUENCIA DEL COSTO DE GENERACIÓN EN LA TARIFACIÓN VIGENTE

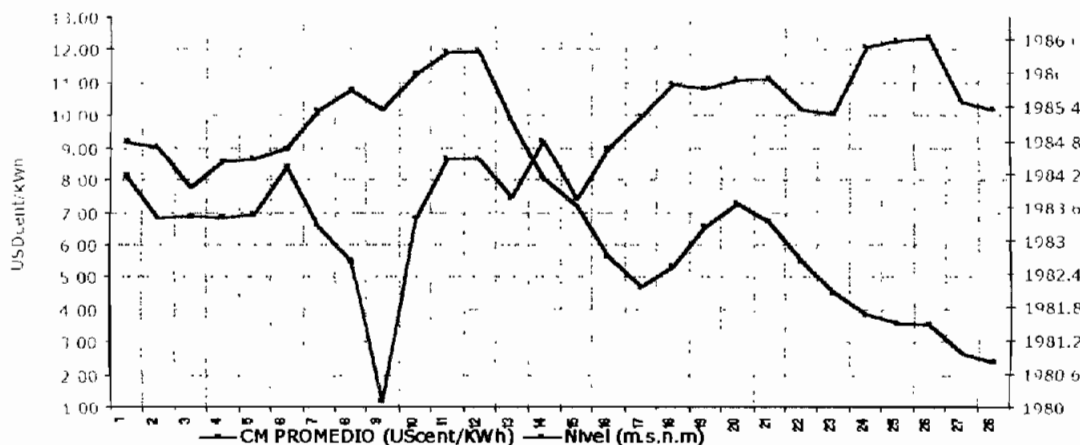
5.1. IMPLICACIONES EN LA UTILIZACIÓN DE LA TEORÍA MARGINAL

La LRSE contempla tácitamente la existencia de dos mercados que se complementan, estos son: el Mercado Eléctrico Mayorista y un Mercado Eléctrico Regulado el mismo que está conformado por los consumidores, clientes finales u abonados del servicio eléctrico.

Las tarifas constituyen el vínculo clave que relaciona a las empresas con sus consumidores, y estas tarifas como se verá en este capítulo son altamente influenciadas por los costos marginales de los que hemos hablado anteriormente que se caracterizan por presentar alta volatilidad.

El Precio Medio del kWh en el Mercado Ocasional (valorado al costo marginal) a nivel de generador en el 2001 fue de 6,35 ¢ US\$ / kWh y en el 2002 este valor llegó a 7,25 ¢ US\$ / kWh.¹ Cabe mencionar que a Febrero del 2003 el Costo Marginal sancionado promedio en algunos días supera fácilmente los 12 ¢ US\$ / kWh como se ve en la gráfica abajo adjunta obtenida de los Boletines de Transacciones Mensuales del CENACE.

Graf. No. 23.- C. Marginal sancionado promedio y Nivel de Embalse de Paute - Febrero 2003



¹ CONELEC. "Estadísticas del Sector Eléctrico 2001 y 2002"; Energía vendida y precios en el MEM por Empresa Generadora: Capítulo 8, Pg. 107 y Capítulo 11, Pg. 282 respectivamente.

Cuando se observa el comportamiento de los precios marginales se encuentra que estos exhiben alta volatilidad. Esta volatilidad o inconstancia se manifiesta en los cambios de nivel que se observan y que son más notorios en las épocas hidrológicas del sistema ecuatoriano: estiaje y lluviosa. (Ver Gráfica No. 20)

Se puede hacer una conclusión previa diciendo que el precio marginal está influenciado fuertemente por la producción hidráulica en la época lluviosa y que en la época de estiaje su influencia es todavía notoria.² Esto se debe a que un sistema hidrotérmico como el ecuatoriano, en ausencia de lluvias con la consiguiente falta de agua para la generación hidroeléctrica se requiere cubrir la demanda con generación térmica que utiliza combustible de alto costo.

Con la finalidad de obtener el cubrimiento de la demanda y evitar desabastecimientos energéticos ante estiajes; el parque generador ecuatoriano se ha llegado a configurar con un esquema de generación con una excesiva componente térmica a base de diesel, que ubica a los costos de generación dentro de los más altos de la región. Si bien las centrales generación basadas en turbogeneradores que utilizan diesel como combustible tienen costos de inversión relativamente bajos y tiempos de instalación bastante cortos (menos de un año) en comparación de proyectos hidroeléctricos (entre 4 o 5 años), sus costos operativos son altos.³

Un kWh generado con diesel en períodos de estiaje puede costar de 8 a 10 centavos de dólar (Ver Anexos 32 y 33). Además, requiere de un combustible que es netamente importado, lo cual influye en su costo.

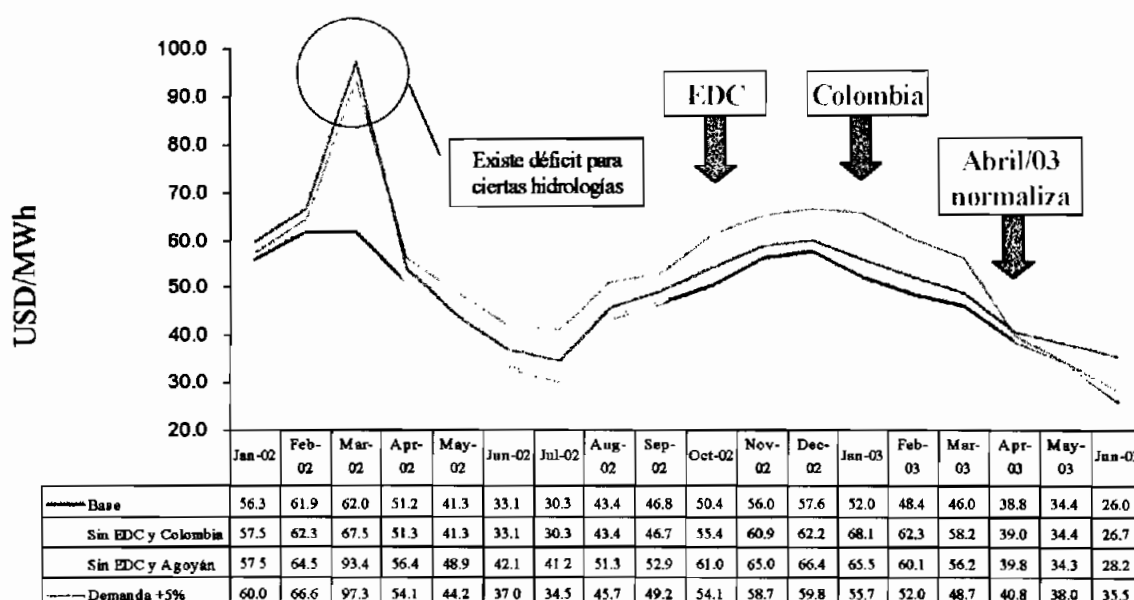
De todo lo anteriormente indicado, se puede afirmar que las crisis energéticas acaecidas en los últimos años están vinculadas a hidrologías extremadamente secas que se presentaron en las zonas de los Andes Orientales donde se ubican las principales fuentes de generación hidroeléctrica, entre ellas la Central Paute que para un año de hidrología media cubre más del 45% del requerimiento

² CENACE, Galo Nina, Elsy Parodi, "Análisis del Comportamiento de los Precios Marginales en el Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano"; Primer Seminario del MEM del Ecuador.; Octubre del 2001; Pgs. 1-9

³ CIE, Veintimilla Luis, "Apagones y Soluciones", El Sector Energético, Presente y Perspectivas, Dic 2002

energético nacional ⁴ Sin embargo hay que resaltar que estas falencias en épocas de estiaje pudieron haber sido adecuadamente cubiertas si se hubiera desarrollado con anticipación los proyectos de generación complementarios programados.

Volviendo al análisis de los Costos Marginales y para mayor claridad en el entendimiento de la evolución de estos costos, se adjunta a continuación una gráfica con una simulación que permite visualizar la variación de los Costos Marginales ante diversos escenarios:



Graf. No. 24.- Costos Marginales de Energía-Diversos Escenarios. Fuente:CENACE

Esta gráfica es una simulación de la evolución de los Costos Marginales que se obtiene del Estudio Energético del MEM para el Enero del 2002 – Junio 2003 realizado por el CENACE y que considera un escenario base y tres escenarios alternativos:

1. El caso base considera un crecimiento medio de la demanda, con la entrada en operación de dos proyectos importantes como son Machala Power y la Interconexión con Colombia; además del aporte de la Barcaza-Victoria II.

⁴ Idem Ref. 3

2. Se analizan tres Escenarios Alternativos, todos ellos sin la barcaza Victoria II:
- Crecimiento de demanda adicional del 5%
 - Retraso en la entrada de EDC y Colombia 230kV hasta abril 2003
 - Retraso en la entrada de EDC e indisponibilidad de AGOYAN hasta abril 2003

De la gráfica se pueden hacer algunas observaciones y obtener algunas conclusiones:

- Se aprecia como ante un incremento de demanda del 5% adicional o ante una contingencia tal como la salida de Agoyán, el no contar con el aporte energético de la barcaza Victoria II puede llevar el sistema a situaciones de elevación del costo marginal por existencia de energía no servida, en especial en Marzo del 2002 y Enero del 2003 debido al estiaje.
- El ingreso de 330 MW por parte de Machala Power (130MW) y Colombia (200MW), a más de reducir el valor esperado de los precios de la energía, disminuye su volatilidad. Se observa una menor desviación estándar del costo marginal a partir de enero del 2003.
- La entrada en operación de Machala Power y la Interconexión con Colombia a 230 kV desplazaría a la generación ineficiente de las máquinas que operan con diesel, haciendo muy reducido su consumo para el primer semestre del 2003.⁵

Se ve entonces que la disponibilidad permanente de generación y la entrada de nueva generación económica repercute favorablemente en la evolución de los costos marginales, y ahora, es necesario verificar la influencia de este Costo Marginal en el Precio Referencial de Generación (PRG) y por consiguiente en la tarifa del Abonado final del servicio eléctrico para poder realizar el respectivo análisis.

5.2. PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN ESTABILIZADO

Para verificar la importancia del PRG dentro de la Tarifa del Usuario Final del Servicio Eléctrico se hace imprescindible conocer la forma en que se obtiene este

⁵ CENACE, Dirección de Planeamiento, "Estudio Energético del MEM, Enero 2002-Junio 2003"

parámetro. El CENACE realizó para el período Octubre 2002- Septiembre 2006 el cálculo de este valor cuatrienal (pero que se evalúa anualmente) que es parte de la tarifa y que considera dos componentes, uno de capacidad y otro de energía:

5.2.1. LA COMPONENTE DE CAPACIDAD

Corresponde a la Determinación del Precio Unitario de Potencia para Remuneración, definido de acuerdo a lo que señala el Art. 8 del Reglamento de Tarifas, o sea con base en un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema. El cálculo se presenta en este estudio en el Anexo 22, cuyo resultado es 5.7 US\$ / kW-mes, o su equivalente de 1.31 ¢ US\$ / kWh.⁶

5.2.2. LA COMPONENTE DE ENERGÍA

Se determina como el promedio ponderado de los costos marginales de generación, para una simulación de despacho de carga a mínimo costo para el período de estabilización (Oct 02 – Sept 06). Para su cálculo el CONELEC con base en la información del Plan de Electrificación 2002-2011, procedió a entregar al CENACE, las nuevas hipótesis sobre la expansión del parque de generación, requerimientos de potencia y energía, estimación de los precios de los combustibles, el CENACE, realizó los estudios correspondientes en el período de análisis. Los resultados se presentan en el Anexo 34, en donde se identifica el costo de generación y los costos adicionales que inciden en la determinación del precio de la componente de energía, siendo este de 4,50 ¢ US\$ / kWh.

Los precios referenciales determinados corresponden a la barra de referencia del sistema; no obstante los precios que rigen en el CENACE para las transacciones de energía corresponden a los costos marginales en cada nodo, los que se determinan llevando el costo marginal referencial a cada nodo mediante los denominados factores de nodo.⁶

⁶ CONELEC, Dirección de Tarifas, "Análisis de Costos y Fijación de Tarifas para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios", Octubre 2002.

El precio de la energía en el mercado spot estaría limitado por PRICE CAP definido según reforma al Reglamento para Funcionamiento del MEM (DEJ 2233), sin embargo como ya es conocido, esta reforma quedó insubsistente y se volvió a adoptar la metodología original.

En el Gráfico 25, se observa que los costos marginales van disminuyendo debido a la entrada de nuevos proyectos de costos variables de producción relativamente bajos, como es el caso del gas natural (Machala Power) y del futuro proyecto que utiliza residuo (Termoriente).⁷ Es notorio que el PRG va disminuyendo a la par. Estos costos variables para el período 2002 – 2006, estarán supeditados a la variación de los precios de combustible definidos por el CONELEC para el cálculo de los PRG 2001-2005 y se basan en la declaración de costos variables por parte de los agentes a enero del 2002.

DESCRIPCIÓN	COMBUSTIBLE	COSTO VARIABLE USD/kWh	FECHA DE CÁLCULO
Interconexión actual		0.06500	Enero 2002
Interconexión 230 kV		0.04174	Enero 2003
Machala Power 1	Gas natural	0.02606	Enero 2003
Machala Power 2	Gas natural	0.02606	Julio 2005
TERMORIENTE	Residuo	0.03123	Enero 2005

Tabla. No. 12.- Costos Variables de Energía declarados a Enero del 2002. Fuente:CENACE

5.4. REPERCUSIÓN EN LA TARIFA DEL ABONADO

Como una de las soluciones para la crisis eléctrica y como se mencionó en el Capítulo 1, dentro del mercado se ha buscado incrementar paulatinamente la tarifa al usuario final a valores que buscan hacer sustentable el negocio eléctrico, pero desde abril del 2002 hasta el momento (febrero 2003) el valor promedio a usuario final se ha estancado en 8,79 ¢ US\$ / kWh siendo el valor real objetivo, el establecido por el CONELEC en Octubre del 2002 de 10,33 ¢ US\$ / kWh.⁸

⁷ CENACE, Dirección de Planeamiento, “Análisis de Abastecimiento Energético en el Largo Plazo, Enero 2002 – Diciembre 2006”

⁸ Idem Ref. 6

Este desfase entre el valor fijado por el usuario final y el precio de la energía fijado en el MEM, donde confluye toda la oferta energética (hidráulica y térmica), hace que las obligaciones de las distribuidoras se incrementen.

Si bien la tarifa para el abonado final posee básicamente tres componentes: Precio Referencial de Generación (PRG), Costo Medio de Transmisión y Valor Agregado de Distribución (VAD); además de otros costos adicionales. El PRG que tiene su sustento en el Modelo de Sanción de Precios a mínimo de Costo que se hace en base a la determinación del Costo Marginal de corto plazo; constituye uno de los preponderantes en la determinación de la tarifa y por ello requiere especial atención. Se puede constatar la importancia del PRG dentro de la tarifa en base de la información obtenida del CONELEC ⁹ :

PERIODO DE ANÁLISIS: OCTUBRE/2002-SEPTIEMBR/2006

Parámetros	¢ US\$ / kWh
Precio Referencial de Generación*	5,81
Tarifa de Transmisión	0,76
Valor Agregado de Distribución**	3,76
<i>Precio Medio Nacional de la Energía</i>	10,33

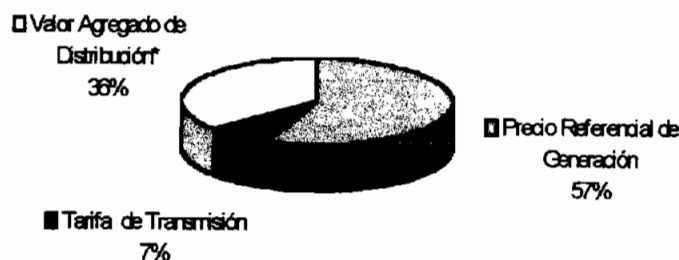
Tabla No. 13. Estructura Tarifaria Real a Octubre del 2002

* El PRG corresponde a la suma de las componentes ponderadas de potencia y energía

** El VAD considera los Precios Medios para cada Empresa Distribuidora

NOTA: El cálculo del VAD y de la Tarifa de transmisión consideran una tasa de descuento del 7,5%.

En forma gráfica y con porcentajes se tiene lo siguiente:



Graf. No. 23.- Porcentaje de Participación de los Componentes de la Tarifa

⁹ CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico 2001 y 2002", Energía vendida y precios en el MEM por Empresa Generadora, Capítulo VIII y XI, Pgs. 107 y 282 respectivamente.

REFERENCIAS - CAPÍTULO 5:

- ¹ CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico 2001 y 2002 "; Energía vendida y precios en el MEM por Empresa Generadora; Capítulo 8, Pg.107 y Capítulo11, Pg. 282 respectivamente.
- ² GALO NINA, ELSY PARODI – CENACE; "Análisis del comportamiento de los precios Marginales en el Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano", Primer Seminario del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador, Octubre del 2001.
- ³ VEINTIMILLA LUIS - CIE - CORPORACION PARA LA INVESTIGACION ENERGETICA, "Apagones y Soluciones "; El Sector Energético: Presente y Perspectivas, Diciembre del 2002.
- ⁵ CENACE-Dirección de Planeamiento-DPL; "Estudio Energético del Mercado Eléctrico Mayorista Ene 2002 –Jun2003".
- ⁶ CONELEC, Dirección de Tarifas; "Análisis de Costos y Fijación de Tarifas para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios- Octubre del 2002", Ing. Jorge Vergara R.- Director de Tarifas.
- ⁷ CENACE, Dirección de Planeamiento; "Análisis del Abastecimiento Energético en el Largo Plazo", Enero 2002- Diciembre 2006.
- ¹⁰ DULCE JOSE - CIE - CORPORACION PARA LA INVESTIGACION ENERGETICA, "Situación de las Empresas de Distribución: Rol Esperado "; El Sector Energético: Presente y Perspectivas, Diciembre del 2002.

CAPÍTULO 6

BREVE ANÁLISIS DE LA REMUNERACIÓN POR PRPD EN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

Dependiendo del país, se le da diferentes nombres a la tarificación de la potencia activa, por ejemplo en Chile se habla de *potencia firme*, en España *garantía de potencia*, en Argentina *precio por confiabilidad* y en Colombia *cargo por capacidad*. En resumen, se entiende por tarificación de potencia al pago que tienen que realizar los consumidores por utilizar cierta cantidad de energía, considerándose como energía la potencia activa que consumen del sistema.¹

Las tarifas en cada país deben estar adaptadas a las circunstancias de cada mercado, es decir a las características propias de su oferta y su demanda: tipo de producción, ingresos de los consumidores, preferencias, etc. Por eso los precios de otros mercados nos pueden servir como ilustración interesante y útil, pero nada mas que eso. En el Mercado Eléctrico Ecuatoriano, el Precio Referencial de Generación que es una de las partes preponderantes de la Tarifa, comprende dos componentes una de energía y otra de potencia.

La componente de energía es la fundamentalmente considerada para la remuneración para las generadoras tanto en el MO como en el Mercado de Contratos; constituyéndose la remuneración a la Potencia tan solo como un "incentivo adicional" fijado por el mercado ecuatoriano para que las generadoras puedan recuperar su capital invertido. En este punto, es entonces cuando surgen las interrogantes: ¿Es adecuada la remuneración por Potencia? ¿Es justa? ¿Se debe remunerar a la Potencia?. Hay que tomar en cuenta que países vecinos como Colombia con un mercado de ofertas no existe remuneración por este concepto; y por ello esta y otras interrogantes planteadas que requieren gran estudio e investigación no pueden ser contestadas en un solo capítulo, pero vale la pena detenerse para hacer un breve análisis general de la forma en que se determina la remuneración de esta potencia en el mercado ecuatoriano, así como analizar una posible alternativa para la remuneración de este parámetro debido a

¹ MERCADOS ELÉCTRICOS, Página de Internet, Univ. Católica de Chile, "Informe de Tarificación y Formas de Cobro de la Potencia en Sistemas Eléctricos".

que constituye una de las componentes que afectan a la tarifa del abonado final y por ende al desenvolvimiento del mercado.

6.1. REVISIÓN DE LA ACTUAL METODOLOGÍA

Fijar una PRPD y determinar una remuneración por la misma en el mercado ecuatoriano busca cumplir entre otros los siguientes objetivos:

- Obtener ingresos estables para generadores que aportan potencia para asegurar confiabilidad del sistema bajo condiciones críticas de hidrología.
- Compensar los bajos ingresos por energía con los de disponibilidad de potencia durante los períodos lluviosos ²

En el Capítulo 3 del presente estudio se dio revisión a los diversos parámetros considerados para la liquidación de la Potencia y Servicios Complementarios.

El CENACE utiliza un procedimiento específico para la determinación de la disponibilidad real diaria y la potencia media puesta a disposición de cada una de las unidades generadoras del Mercado Eléctrico Mayorista; datos los cuales, son necesarios para establecer la remuneración respectiva. Dentro de este procedimiento son dos las principales componentes a considerar y que deben ser susceptibles de análisis: la PRPD y la PMPD.

6.1.1. POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN (PRPD):

Con la Potencia Remunerable Puesta a Disposición con la que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica o importación participe, se cubrirá la demanda máxima y la reserva técnica. La demanda máxima corresponderá a la demanda máxima para la hora punta del período noviembre-febrero. El monto de la reserva técnica será determinado por el CENACE trimestralmente.³

En el caso de plantas de generación hidroeléctricas y unidades de generación térmicas de vapor la PRPD es la potencia equivalente calculada como el

² CENACE, Dirección de Operaciones, Seminario: "Evaluación de Potencia", Octubre 2002.

³ LRSE, Regulaciones del CONELEC-Tomo II, Regulación 001/00 – Cálculo de la PRPD, Febrero 2002.

promedio de las potencias horarias con las que participen en los períodos de demanda media y punta durante el período de simulación noviembre – febrero, tal como se contempla en la Regulación CONELEC 001/00 (Ver Anexo 21).

En el caso de unidades de generación térmicas excepto vapor, esta potencia se representará por su potencia bruta equivalente, que se obtiene descontando a la potencia efectiva bruta las salidas forzadas y los mantenimientos programados de la siguiente forma:⁴

$$PEBeq = PEB * (1 - FOR) * (1 - TMP)$$

Donde:

PEBeq = potencia efectiva bruta equivalente en MW.

FOR = tasa de salidas forzadas en por unidad declarada por los agentes y validada por el CENACE.

TMP = número de días de indisponibilidad por mantenimiento programado dividido para el número de días del período de análisis (noviembre a febrero).

6.1.2. POTENCIA MEDIA PUESTA A DISPOSICIÓN (PMPD):

Es un valor determinado diaria y mensualmente de la siguiente manera:

Para plantas hidroeléctricas y unidades térmicas la PMPD diaria será el promedio aritmético de las potencias horarias disponibles en los períodos de demanda media y de punta. La PMPD mensual será el promedio aritmético de las PMPD diarias.

Para unidades térmicas excepto de vapor la PMPD diaria será el promedio aritmético de las potencias horarias disponibles en los períodos de demanda base, media y de punta. La PMPD mensual será el promedio aritmético de las PMPD diarias.⁵

⁴ CENACE, Dirección de Operaciones, Procedimiento de Aplicación de la Regulación CONELEC No. 001/00

⁵ Idem Ref. 4.

6.1.3. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA A REMUNERAR EN CASO DE INDISPONIBILIDAD

Según lo establece el procedimiento para la aplicación de la Regulación CONELEC No. 001 /00 realizado por el CENACE, y como ya se vio en el Capítulo 3 del presente estudio, en los meses en los que la planta o unidad de generación estuviere indisponible total o parcialmente, se aplicará el menor valor entre la PRPD y la Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD). Para ejemplificar esto se extracta en la tabla siguiente la forma en que se obtiene la potencia a remunerar de la manera ya descrita, para dos centrales hidroeléctricas importantes del parque generador ecuatoriano.

EMPRESA	CENTRAL	PRPD (MW)	PMPD (MW)	POTENCIA A REM. (MW)
GENERADORAS HIDROELECTRICAS				
HIDROPAUTE S.A.	HIDROPAUTE	437.761	1075.00	437.76
HIDROAGOYAN S.A.	HIDROAGOYAN	117.834	157.00	117.83

Tabla No. 14.- Determinación de Potencia a Remunerar

La observación de la tabla permite determinar que pese a que una central hidroeléctrica ponga a disposición 1075MW, y en el caso que estos sean despachados, la Potencia a Remunerar (PR) será únicamente la menor Potencia que se tenga presente entre los valores de PRPD y PMPD; este procedimiento de pago por potencia parecería "injusto" pero hay que tomar en cuenta que el pago por PRPD se constituye solo en un incentivo adicional al pago por teoría marginal que se les da a las generadoras y que permite cubrir costos de inversión e instalación de equipos (costos). Pagar solamente mediante teoría marginal no permitiría obtener un margen de rentabilidad y utilidades para las Empresas.

A criterio del autor se cree que esta metodología constituye una forma adecuada de remuneración, al pagar por una mayor garantía en la disponibilidad de potencia que debe estar presta para entrar en servicio. Además, de que la determinación anticipada de una PRPD permite que el monto de potencia a remunerar sea conocido y estable para un año dado. Sin embargo pese a todo lo expuesto, los procedimientos fijados en el mercado parecieran tener una falta de enlace o

conexión en lo concerniente a la determinación de la componente de capacidad de la PRG y la forma de obtención de la PRPD en el MEM que toma en consideración elementos como la reserva y disponibilidad de potencia que influyen en la liquidación anual por este concepto. Se tiene una mayor claridad en el entendimiento de este punto al revisar el tema: Alternativa para la Remuneración de Potencia.

6.2. ALTERNATIVA PARA LA REMUNERACIÓN DE POTENCIA

Se concluye el presente análisis, recogiendo en forma resumida los principales puntos tocados en el Primer Foro de discusión Tarifaria realizado por la Corporación para la Investigación Energética a principios del 2003, y que plantea una alternativa para la remuneración de la potencia.

6.2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Es necesaria la revisión de lo concerniente a reserva, potencia remunerable y potencia puesta a disposición:

a) Para la reserva, el criterio se basa en la pérdida de la planta termoeléctrica de mayor tamaño, lo que significa cubrir a más de la demanda máxima, 130 MW adicionales. Esta necesidad sería aplicable para el período de estiaje y por tanto debe reconocerse para la mitad del período anual.

b) La disponibilidad de potencia firme tiene que ver con la forma como se modela la potencia remunerable. El procedimiento parte de la simulación del sistema de generación, con un escenario inicial de hidrología seca (90% de excedencia mensual). La producción de las plantas hidráulicas bajo esta condición, para los períodos de demanda media y alta, determinan la magnitud de potencia remunerable de estas plantas, luego se agregan todas las plantas térmicas disponibles siguiendo el orden de mérito hasta cubrir la demanda máxima.

Hasta este punto se respeta el concepto de garantía de la potencia disponible. Pero luego, el procedimiento de cálculo de la potencia remunerable desvanece este principio, al permitir que si el resultado del ejercicio indicado no llega a cubrir la demanda máxima, se pueda obtener un recálculo de los valores iniciales, simulando la operación del sistema con mejores hidrologías, hasta que la producción resultante logre cubrir la demanda máxima. Con esto se fuerza una mayor producción hidráulica, pero respaldada con menor garantía.

c) Finalmente, hay una tercera disposición en los procedimientos del MEM que debe ser considerada y también revisada. Ésta tiene que ver con el pago efectivo de la potencia puesta a disposición. El Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece que se pagará potencia remunerable a las plantas que efectivamente tengan su capacidad disponible. Esto significa que no se pagaría cuando ellas estén en mantenimiento. Por eso es muy adecuado que CENACE coordine y optimice este proceso. Pero la Regulación CONELEC 001/00, al ampliar esta disposición introduce un principio que tiene un efecto contradictorio al establecer que se pague la potencia remunerable durante un mantenimiento programado. Si bien esta disposición, aparentemente no tiene que ver con la discusión tarifaria, da una señal adversa puesto que en lugar de lograr que los generadores optimicen su tiempo de mantenimiento incentiva a que lo extiendan. Pero, aparte de ello, y en cuanto a lo tarifario, se debe indicar que no toda la potencia remunerable se factura y por tanto esa fracción que no se remunera debe ser estimada y descontada del componente de potencia en el cálculo del precio referencial de generación, como mecanismo para homologar los pagos del cliente frente a los pagos a generadores.

6.2.2. ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

El procedimiento para calcular la magnitud de potencia remunerable debe ser revisado y modificado, incorporando los criterios de garantía de potencia, reserva efectivamente requerida y estimación de indisponibilidad por mantenimientos. Es

decir, una vez obtenido el costo anual de potencia, introducir una afectación a este cálculo inicial mediante tres factores, de la siguiente manera:

$$\text{Costo Anual de la Potencia} = \text{CAP}_{(\text{US\$ / año})} = (\text{Anualidad} + \text{O\&M Fijos})$$

Esta ecuación es la que permite calcular el valor unitario de la potencia remunerable al dividir esta expresión para la Potencia Firme de la Máquina determinada por el CONELEC, obteniéndose así finalmente el Costo Medio Anual o Precio Unitario de Potencia (PUP) en US\$ / kW-año.

Sin embargo, el costo a recuperarse de los clientes sería:

$$\text{PRCl}_{(\text{US\$ / año})} = \text{CAP} * \text{FR} * \text{FPF} * \text{FPER}$$

Donde :

FR = Factor de Reserva es un factor que incrementa la potencia remunerable en un valor igual a 65 MW/ Demanda Máxima (2130 MW) es decir en un 3%.

FPF = Factor de Disponibilidad de Potencia Firme. Si se establece que es el 90% de excedencia mensual el criterio de garantía para la producción de la generación hidráulica y esto conduce a un valor inferior a la demanda máxima se deduce que no está disponible generación suficiente para garantizar los requerimientos del mercado. Actualmente, se estima que se llega 1900 MW frente a 2130 de demanda máxima este factor es de 0,89.

FPER = Factor que reconoce la potencia efectivamente remunerable. El costo unitario de la potencia remunerable debe corregirse con base en la efectiva disponibilidad de las centrales, esto es, descontando las indisponibilidades programadas y no programadas: ⁶

$$(\text{Tiempo Total} - \text{Tiempo Efectivamente Disponible}) / \text{Tiempo Total}$$

⁶ Corporación para la Investigación Energética (CIE), Página de Internet, "Primer Foro de Discusión sobre Tarifas", 2003

La aplicación de esta metodología repercutiría favorablemente en la Tarifa del abonado final al afectar directamente a la componente de Potencia de el Precio Referencial de Generación, pero hay que tomar en cuenta que esto también repercutiría en forma negativa a las remuneraciones por transacciones de potencia, para las generadoras.

Mayor análisis y estudios al respecto serían necesarios para establecer procedimientos o metodologías para establecer un balance que beneficie tanto al generador como al usuario del servicio eléctrico.

REFERENCIAS - CAPÍTULO 6:

¹ MERCADOS ELECTRICOS; Página de Internet; Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica; "Informe de Tarificación y Formas de cobro de la Potencia en Sistemas Eléctricos".

² CENACE – Dirección de Operaciones (DOP), Seminario: "Evaluación de Potencia", Octubre del 2002.

³ CORPORACION DE ESTUDIOS Y PUBLICACIONES, "Ley de Régimen de Sector Eléctrico", Regulaciones del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, Tomo II, Reg. 001/00- Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Actualizada a Febrero del 2002.

⁴ CENACE, Dirección de Operaciones (DOP), Procedimiento de Aplicación de la Regulación No. CONELEC 001/00.

⁵ CIE - CORPORACION PARA LA INVESTIGACION ENERGETICA, Página de Internet; "Primer Foro de discusión sobre Tarifas "; 2003

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

1. La mayor parte de la información recopilada para la realización de este estudio fue obtenida básicamente del CENACE y CONELEC; sin embargo, al presentarse dificultades en especial en la obtención de datos reales acerca de Costos Fijos de las generadoras analizadas, se optó por realizar aproximaciones al respecto. En la búsqueda de información real se recurrió al Fondo de Solidaridad, organismo en el cual, no fue proporcionada mayor información de la operación de las generadoras a excepción del reporte de transacciones del 2002 para la empresa ELECTROGUAYAS (Anexo 16) que muestra similitud con los resultados obtenidos en este estudio (Anexo 33). La negativa de este organismo a la petición de acceso a más información se dio al manifestarse que esta información es de carácter reservada para el uso del Fondo de Solidaridad y para manejo propio de cada empresa generadora.
2. La forma de presentación de la información y a veces la carencia de la misma, obligaron a plantear escenarios que se constituyen en aproximaciones de la realidad: En el caso Costos Variables se considera un escenario extremo en el que se toma como uniforme en el año para cada generadora considerada, el costo variable (ϕ US\$ / kWh) más alto de una de sus unidades. Los datos de referencia se obtuvieron del Plan de Operación del MEM Oct 02 – Sept 03 realizado por el CENACE. Para el caso de Costo Unitario de Inversión (US\$ / kW) se consideran valores típicos para cada tipo de generadora para así determinar la inversión Inicial requerida para la misma, y basándose en esto, en el caso de Costos Fijos de Operación y Mantenimiento se considera un escenario en el que se asume que estos valores corresponden a un porcentaje de la Inversión Inicial y que se fija dependiendo del tipo de generadora.
3. Si bien los escenarios planteados para la obtención de resultados constituyen una buena aproximación de la realidad y reflejan la situación actual de

rendimiento de las generadoras, el presente proyecto realizado constituye un estudio muy general de la situación del parque generador ecuatoriano y por ello sería aconsejable que futuros estudios o proyectos relacionados sean más minuciosos, abarcando un análisis particular para un tipo de generación presente o futura. Constituiría de mucho interés por ejemplo el análisis de la operación de la nueva generación instaurada en el país en base a gas natural y sus perspectivas de desarrollo, así como también sería de importancia analizar los efectos que está teniendo la actual interconexión con Colombia que apenas ha sido mencionada en el presente proyecto.

4. El contraste de costos con remuneraciones en el MEM determina que existe centrales generadoras con elevada rentabilidad en el año 2002 debido a sus bajos costos operativos y alta disponibilidad; en este caso se encuentran por ejemplo generadoras como Hidropaute e Hidronación. Pero así mismo existen generadoras con márgenes de utilidad muy pequeños o nulos, como es por ejemplo el caso de Emelríos y Emelmanabí con sus unidades MCI, que presentaron problemas técnicos y de financiamiento.
5. Los resultados obtenidos arrojan datos interesantes acerca del funcionamiento económico del Mercado Eléctrico Mayorista en el 2002; sin embargo, la aplicación del Método de la Tasa Explícita de Rendimiento (TER) al asumir ingresos y egresos anuales constantes en la vida útil de las generadoras hace que los resultados muestren solo una "tendencia" del comportamiento de las generadoras; pero no se puede asegurar bajo ningún concepto que estos resultados reflejen la operación futura de estas generadoras, y esto se verifica al comparar las utilidades de las generadoras MCI en el 2001 y 2002. Los resultados obtenidos podrían servir de referencia para determinar el comportamiento de las generadoras en años venideros, solo cuando estas generadoras han entregando una magnitud mayor o igual a la de su energía firme.
6. Utilizando un método de análisis económico adecuado (T.E.R.) se determinó que en cuanto a utilidades netas se refiere, las generadoras consideradas se

ordenan grupalmente de las de mayor a menor magnitud de ganancias en la siguiente forma: Hidráulicas de Embalse, Hidráulicas de Pasada, Térmicas de Vapor, Térmicas de Gas (excepto Victoria II), y Térmicas MCI; registrándose incluso pérdidas para estas últimas en el año analizado.

7. La magnitud de ganancias o utilidades está relacionada con la declaración de costos variables (en el escenario planteado) de las generadoras consideradas. Esto es, las hidroeléctricas poseen las unidades más económicas en este sentido mientras las térmicas, especialmente las que consumen diesel y nafta, poseen las unidades más costosas. Esta relación se establece debido al incentivo que brinda la teoría marginal para que unidades generadoras económicas tengan prioridad para entrar al despacho diario y cubrir la demanda. Hay que indicar que la generación nueva en base de gas natural sale del contexto del resto de generadoras térmicas debido a sus bajos costos operativos y alta eficiencia que se retribuyen en altos ingresos y consecuentemente en altas utilidades pese al poco tiempo de operación de este tipo de generación en el año.
8. La composición hidrotérmica del parque generador ecuatoriano y la estructura ineficiente de costos de generación en cuanto a costos variables se refiere, son la principal causa de los altos precios en el mercado Spot. La alta volatilidad de estos precios se debe fundamentalmente a que la componente hidroeléctrica dominada por la Central de Paute presenta poca confiabilidad y alta incertidumbre en los aportes hidrológicos lo cual conlleva en estiaje a la incorporación de generación cara con la consecuente elevación de los costos marginales. El panorama se presenta más desalentador con un crecimiento de la demanda del 5% anual.
9. Las condiciones del mercado en los últimos años han determinado que sea necesario reducir los montos de energía transados en el MO como una medida para reducir el precio medio de la energía en el MEM tal como se estipula en el decreto de reforma No. 2233. La combinación de transacciones en el Mercado de Contratos y el Mercado Spot busca cubrir falencias que se

presentan en el mercado, y, con la mayor participación de la energía en contratos se busca amortiguar la elevación de los costos marginales; tomando en cuenta que en condiciones normales un comprador de energía en contratos no recibiría precios menores en promedio que si comprara directamente la misma energía del mercado spot.

10. La Introducción de generación económica y eficiente en el Mercado como la de Machala Power, y la reciente compra de energía "barata" a Colombia permiten evitar el uso de generación más cara como la que funciona con diesel. Unidades térmicas como las de Santa Rosa, Electroquil, Victoria II y otras pequeñas podrían ser desplazadas por este nuevo aporte de generación, aunque pudieren ser necesarias en caso de incrementos importantes de demanda. La generación de estas térmicas sería desplazada debido a que el precio de su energía ofertada es mucho más cara que la oferta de las plantas hidroeléctricas, gas natural o bunker.
11. La situación del Mercado Eléctrico Ecuatoriano al presentarse como un sistema económica y eléctricamente débil no se debe a la aplicación del Modelo Marginalista sino más bien lo que sucede es que este modelo devela las deficiencias del sector identificando la falta de oferta de generación económica en el país. Incluso, se podría decir que la teoría marginal posee un "sentido social" al permitir el abastecimiento de energía para el SNI al menor costo posible de producción. A futuro el ingreso al mercado eléctrico de generadores cuyos costos variables de producción sean menores a los actuales, permitirá que el precio de la energía sea más estable, o sea más inelástico. En la actualidad, esto está sucediendo con el ingreso de Machala Power y la importación de energía desde Colombia.
12. La falta de inversión en generación ha hecho que la tarifa real se ubique a la fecha en 10,33 ¢US\$ / kWh mientras el promedio sudamericano bordea los 5,41 ¢US\$ / kWh. Las condiciones del mercado han hecho que los precios vayan siempre rezagados con los costos siendo complicado guardar el debido equilibrio que aunque necesario, requiere un proceso de ajuste gradual que

permita cubrir el precio de cada distribuidora. Esto deberá cimentarse en la expansión de los sistemas de generación actuales, además de la incorporación de nuevos proyectos de generación económica.

13. El Precio Referencial de Generación que es una componente preponderante en la determinación de la Tarifa (57%) constituye en términos generales un promedio de todos los costos del año en que incurre la generación. La afectación de este parámetro en sus componentes de potencia y energía influye directamente en la tarifa del abonado final y constituye un útil referente que permite orientación en los contratos de generación.
14. La determinación de la potencia remunerable puesta a disposición y su remuneración respectiva se basa en criterios de disponibilidad del parque generador y de incentivos adicionales para la generación para la recuperación de su capital invertido. La breve revisión de los conceptos y procedimientos aplicados en el MEM determinan inconsistencias el momento que se remunera una "indisponibilidad programada o prevista" debido a un mantenimiento, pero la situación del sistema eléctrico ecuatoriano con las condiciones actuales del mercado de alta indisponibilidad y baja oferta en generación determinan que sea imprescindible la remuneración por potencia, pensándose incluso en la necesidad de un mayor incentivo para este negocio de riesgo para lo cual se debería elevar el valor de la tasa de descuento u oportunidad del 11,2% que fija el CONELEC.
15. En un resumen cabe indicar que es imprescindible la ejecución de nuevos proyectos de generación con energías renovables, fundamentalmente de carácter hidroeléctrico, complementadas con otras del tipo térmico pero de bajo costo, como es el caso de Machala Power o centrales que utilicen combustibles baratos, tales como residuo o crudo pesado. Esto deberá repercutir positivamente en la tarifa para el abonado final dentro de parámetros razonables, sin olvidarse de la repercusión en el aspecto ambiental de cualquier proyecto a realizarse.

7.2. RECOMENDACIONES

1. Cuando existe poca oferta de energía de origen hidráulico, los precios de la energía son altos. Esto es un indicativo que sirve para hacer un llamado de atención a las Empresas de Generación Hidráulica para que efectúen los mantenimientos de sus unidades de generación en la época de estiaje y que en forma similar para época lluviosa las Empresas de Generación Térmica realicen sus mantenimientos en tal forma que ambos tipos de generación presenten una alta disponibilidad de sus unidades, lo que redundará en altos ingresos y el consecuente amortiguamiento de los costos marginales.
2. Sería aconsejable realizar estudios basados en el presente que incorporen evaluaciones o proyecciones a largo plazo de la situación económica de las generadoras. Esto brindaría una mayor confiabilidad y certeza en la decisión a tomar en cuanto a la incorporación de nueva generación en el país. Hay que anotar que esto implicaría además considerar otro método de evaluación económica distinto al aplicado en el presente estudio (TER) que asume ingresos y egresos anuales uniformes durante la vida útil de la generadora.
3. La remuneración con precio marginal, en el despacho horario, hace que unidades económicas tengan sumamente elevadas ganancias que no tendrían lugar si se pagara solo al costo operativo (costo de instalación-producción); analizando la composición hidrotérmica del parque generador ecuatoriano y tomando en cuenta la reciente desaparición de la aplicación de una remuneración en base a un Precio Tope (Price Cap) para toda la generación, sería aconsejable realizar estudios que determinen la conveniencia o no de un precio tope pero fijado de acuerdo al tipo de generación.
4. Se requiere y recomienda al ente regulador que se instauren y establezcan las regulaciones transitorias y de ajuste gradual que sean necesarias para crear las condiciones apropiadas en cuanto a tarifa y garantía de pago que permitan eficiencia en el manejo del sector eléctrico. La mayor participación

de la energía en contratos a plazo es una primera medida adecuada que busca bajar los costos marginales, sin embargo, la incorporación de nueva generación económica sigue siendo imprescindible para una reestructuración de la actual ineficiente estructura de costos de generación.

5. El valor objetivo de la tarifa para el 2003 de 10,4 ¢ US\$ / kWh se redujo a un valor similar de 10,33 ¢ US\$ / kWh debido a la reducción de pérdidas por parte de las empresas distribuidoras y el ingreso de nueva y más barata generación eléctrica. Es recomendable un incremento gradual en las planillas tarifarias con incrementos porcentuales mensuales para alcanzar este valor objetivo que permitirá alcanzar un equilibrio entre costos y precios en el Mercado Eléctrico Mayorista.
6. Tomando en cuenta que con el ingreso de nueva generación se desplazará a cierta generación antieconómica, sería recomendable que generadoras térmicas como las que utilizan diesel destinen sus recursos de generación para la reserva de forma de reforzar su participación en el mercado. Para cumplir con este cometido sería aconsejable que estas generadoras busquen tecnologías más eficientes o consideren el uso de combustibles menos costosos.
7. Otra recomendación para mejorar la utilización de algunos generadores que por su costo no ingresan en el despacho económico, sería utilizarlos como compensadores sincrónicos, previo las adecuaciones y adaptaciones del caso.
8. Aunque es aventurado determinar un criterio acerca del impacto que Machala Power ha tenido en el mercado ecuatoriano debido al corto período de análisis fijado, se ha verificado en este trabajo el gran rendimiento y alta eficiencia económica de esta central de ciclo abierto de EDC y se espera con la incorporación de la segunda etapa en ciclo combinado obtener un aún mayor rendimiento con el consecuente beneficio para el usuario final. Sería recomendable estudiar la posibilidad de la instalación a futuro de una nueva o

nuevas centrales de tipo ciclo combinado basándose en los costos de inversión y la disponibilidad de combustible; tomándose en cuenta entre otras ventajas, la de que este tipo de centrales se pueden construir aprovechando viejas instalaciones de centrales térmicas del país, como por ejemplo, pudiera ser instalada en Esmeraldas.

9. Si bien la falta de oferta de generación constituye el principal factor que incide en el alto valor de las tarifas, es necesario y recomendable también que las empresas distribuidoras tomen un papel activo para solventar los déficits existentes, buscando reducir su brecha fiscal con programas de reducción de pérdidas negras (hurto de energía), así como en el mejoramiento del desempeño comercial, que resulten en un incremento de recaudaciones. Esto permitirá que las empresas dispongan de los recursos económicos suficientes para la compra de energía a las generadoras y deberá permitir mantener la gestión normal de las distribuidoras hasta que se alcance el valor real de la tarifa. Las distribuidoras deben adoptar la competitividad como norma de actitud y desarrollo para su evolución.
10. Es aconsejable que en el ambiente de libre competencia que se está poniendo en marcha en el país se fijen políticas de incentivo y estímulo para la entrada de nueva generación buscando eliminar las trabas comerciales, burocráticas o de concesión que pudieren menoscabar el buen funcionamiento del mercado. Es imperioso sobretodo lograr que la tarifa cubra costos y asegure pagos promoviendo una mayor eficiencia energética. Pero la tarifa real puede resultar impagable para ciertos sectores pobres de la sociedad, y por ello podría ser necesario incluir un subsidio (subsidio cruzado vigente) pero de manera que este efecto no distorsione el precio real.
11. Es conveniente que el ente regulador busque que las señales económicas dadas por el mercado sean las adecuadas para atraer y mantener la inversión en proyectos de generación. Pese a las señales que brinda el modelo marginalista acerca de la necesidad de nueva inversión en generación, esta no se ha realizado debido a las señales de inseguridad jurídica y riesgo que

envía el país. La desconfianza en la inversión debida al desfase existente entre tarifa y precio debe ser cubierta con un cambio en la estructura y gestión de las empresas.

12. Sería de importancia recomendar a las autoridades competentes que con el ánimo de enviar señales de transparencia en el mercado eléctrico nacional, se autorice la libre difusión de la información del funcionamiento transaccional de las generadoras. Que la información sea restringida es comprensible en el caso de empresas privadas que están en competencia, pero no es aceptable en el caso ecuatoriano en el que la mayor parte de las generadoras del mercado son del estado a través del Fondo de Solidaridad que es el mayor accionista de dichas empresas.

ANEXO 1

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE LAS UNIDADES GENERADORAS

Para definir las generadoras a analizar en el Capítulo 2 es importante conocer en términos generales las principales características técnicas y los principios básicos de funcionamiento de las unidades de las mismas, destacando sus ventajas y desventajas. Por ello a continuación se hace un brevísimos resumen de los principales tipos y características de las unidades de generación convencionales que existen en cualquier sistema de potencia en el mundo y que son característicos también del parque generador de nuestro país.

1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El aprovechamiento de la energía cinética y potencial del agua para producir energía eléctrica utilizable, constituye en esencia la energía hidroeléctrica. Es por tanto, un recurso renovable y autóctono. El conjunto de instalaciones e infraestructura para aprovechar este potencial se denomina central hidroeléctrica.¹ La conversión de la energía cinética y potencial del agua, en energía utilizable como es la electricidad se realiza a través de la acción que el agua ejerce sobre una turbina hidráulica (cuya descripción y tipos se indica posteriormente), la cual a su vez le entrega movimiento rotatorio a un generador eléctrico.

1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las Centrales Hidroeléctricas pueden clasificarse de acuerdo a dos criterios:

POR SU CAPACIDAD

De acuerdo a su capacidad pueden clasificarse de la siguiente forma:

Grandes Centrales: Poseen una potencia superior a los 5 MW.

Pequeñas Centrales: Poseen una potencia superior a 1 MW e inferior a los 5 MW.

Minicentrales:	Poseen una potencia superior a 100 kW e inferior a 1 MW.
Microcentrales:	Poseen una potencia superior a 1,5 kW e inferior a los 100kW.
Hidrocargadores:	Su potencia es menor que 1,5 kW. Generan electricidad en corriente continua, la cual puede aprovecharse para cargar baterías. ²

Debido a que las micro y mini centrales hidroeléctricas, así como los hidrocargadores tienen un nivel bajo de implementación y debido también a que en los sectores rurales se constituyen como una alternativa para el abastecimiento del servicio eléctrico, dentro de esta clasificación se consideran como Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

POR SU UBICACIÓN

De acuerdo a su ubicación hay dos tipos:

De Pasada: Son aquellas que aprovechan directamente la energía cinética natural del agua corriente de los ríos.

De Embalse: En estas el agua se acumula mediante represas, y luego se libera con mayor presión hacia la central hidroeléctrica. ²

1.2. LAS TURBINAS HIDRÁULICAS

GENERALIDADES

Una turbina es una máquina motriz que consiste de una parte giratoria llamada rodete, que se impulsa por un fluido en movimiento entregando así potencia al eje. Dependiendo de la naturaleza del fluido en mención, las turbinas se pueden dividir en:

- Hidráulicas
- A vapor
- A gas

Las turbinas hidráulicas se caracterizan por aprovechar la energía de los saltos de agua (energía del agua en movimiento) para producir energía mecánica. Poseen esencialmente dos partes: el rodete (móvil) y el distribuidor (fijo).

ESQUEMA BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO

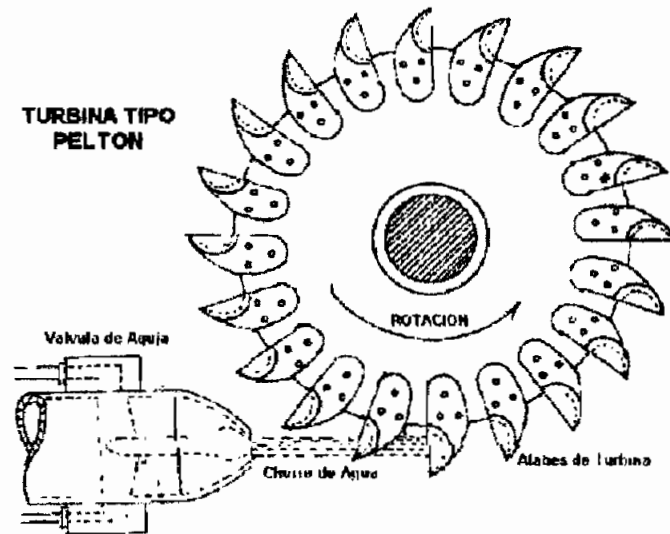
1. Empieza en las tomas de agua del embalse, creándose un salto aprovechable junto a la presa, y formándose una altura geodésica o potencial.
2. La conducción del agua se realiza mediante un túnel de carga y una tubería de presión desde el embalse hasta la casa de máquinas.
3. Transformándose la energía potencial en energía cinética del fluido, aumentando esta energía conforme va llegando a la tubería en espiral o caracol, (a la cual está acoplados seis inyectores).
4. Posteriormente producto del choque de agua a través de los inyectores sobre el rodete, se produce un torque mecánico, generándose así una energía mecánica.
5. Este giro mecánico de la turbina es transmitido por medio de un eje al generador, creándose en este un campo magnético y de esta manera transformándose a energía eléctrica. ³

CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS

Las turbinas pueden clasificarse de diferentes formas dependiendo de una cualidad particular que estas posean:

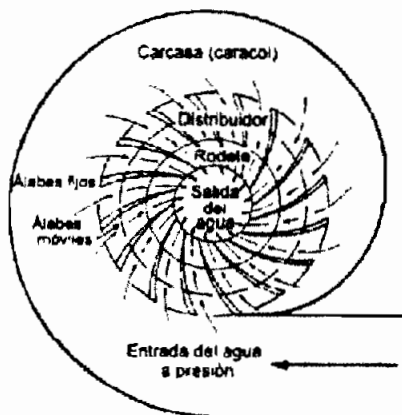
- ✓ Si se considera la forma de actuar del agua se encuentran:

Turbinas de Acción.- En las que la energía del agua a la salida del distribuidor es toda cinética. El distribuidor se constituye como un componente interno de estas turbinas, en el que hay una conversión de la energía de presión del agua en energía cinética, esta componente forma parte de la estructura externa y fija de la máquina. En el rotor de la máquina es donde se realiza la transformación de la energía cinética del agua en el trabajo en el eje de la turbina. La turbina de acción más utilizada es la Turbina Pelton.



Gráfica No. 5. Esquema General de Turbina Pelton

Turbinas de Reacción.- Caracterizadas porque la energía del agua a la salida del distribuidor es una parte cinética. Es decir, que no toda la energía de presión del agua se transforma en energía cinética en el estator. En esta turbina el rotor está diseñado para que además de que haya la conversión de energía cinética a trabajo, permita que también parte de la energía de presión que aún le queda al agua en la entrada pueda convertirse en energía cinética. Las turbinas de reacción más utilizadas son las Francis y la Kaplan.



Gráfica No. 6. Esquema General de Turbina Francis

✓ Si se considera el desplazamiento del agua se encuentran:

Axiales.- En estas la columna del líquido se desplaza en el rodete a lo largo del eje de rotación.

Radiales.- En estas la columna del líquido se desplaza normalmente al mismo, es decir, en forma radial.

✓ Si se consideran los saltos de agua se encuentran:

Saltos de poca altura.

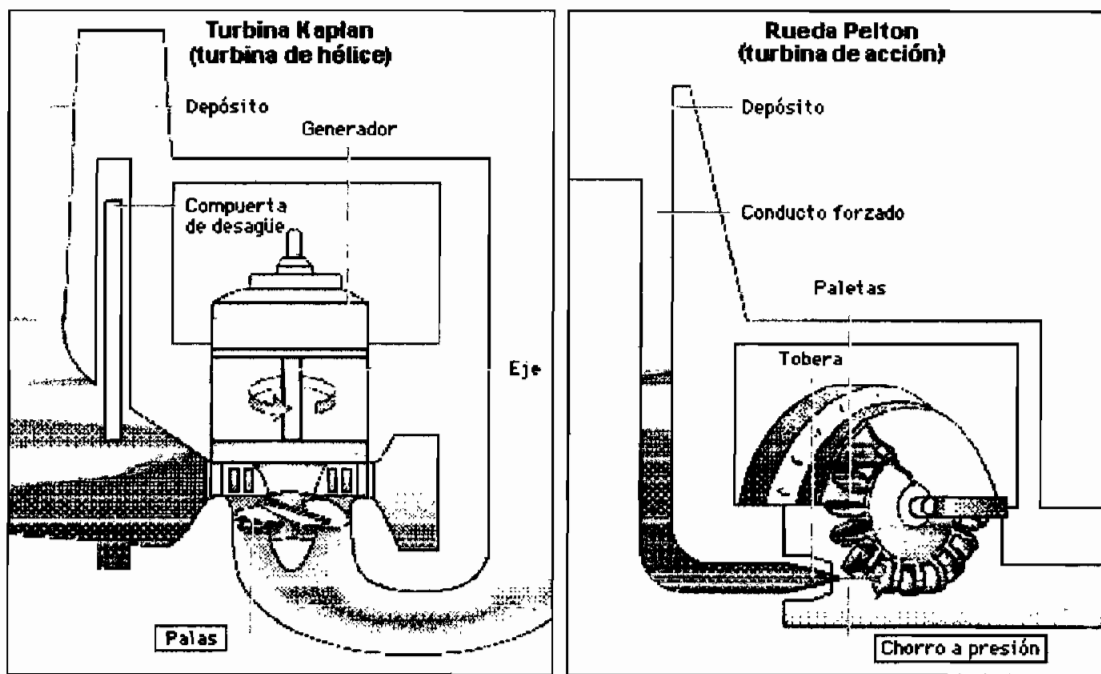
Francis y de hélice, para saltos que no sobrepasen los 10 m y grandes caudales de inclusive centenares de metros cúbicos.

Saltos de mediana altura y elevados.

Francis, hasta unos 400 m y caudales medianos.

Saltos de gran altura.

Pelton, para saltos superiores a 1700 m y caudales pequeños, no mas de $5\text{m}^3/\text{s}$



Gráfica No. 7. Turbinas Kaplan y Pelton

La turbina Kaplan se parece a la hélice de un barco. Las palas de la turbina son impulsadas por agua a alta presión liberada por una compuerta. El funcionamiento de la rueda Pelton es más parecido al de un molino. La rueda gira cuando el agua procedente del conducto forzado golpea sus paletas. El agua sale a gran presión por la tobera e impulsa los alabes que hacen girar un eje.

La velocidad de la turbina debe mantenerse constante porque sino el voltaje varía. Para esto el ángulo, tanto en la turbina de Francis como en la de Kaplan, varía. En la rueda de Pelton, el flujo del agua se controla abriendo y cerrando las llamadas boquillas eyectoras. ⁴

2.1.1.2. CENTRALES TÉRMICAS

El principio de funcionamiento de una central térmica se basa en el intercambio de energía calórica a energía mecánica y finalmente a energía eléctrica. Las plantas térmicas utilizan hidrocarburos y otros combustibles para la generación de electricidad. La casa de máquinas contiene enormes motores de combustión interna. Estos motores aprovechan la energía que se produce de la combustión de diesel o bunker. En grandes pistones el combustible genera altas presiones que mueven transmisiones y engranajes que a su vez mueven generadores. En otras plantas térmicas los combustibles son utilizados para generar vapor de agua en calderas que mueven turbinas que a su vez mueven generadores eléctricos.

Las plantas térmicas se utilizan más intensamente en los meses de verano como complemento de las plantas hidroeléctricas.

MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA (MCI)

El Motor de Combustión Interna es una máquina que mediante la explosión (combustión) del combustible, transforma la energía calórica en energía cinética (rotación) para finalmente con un dínamo convertirse en energía eléctrica.

Los MCI utilizan bunker, diesel o gas natural y existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20000 kW; alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; su temperatura de gases de combustión es de 400° C. tienen un bajo costo de inversión, una vida útil promedio de 20 a 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular. ¹

TURBINAS DE VAPOR

Una turbina de vapor es una máquina térmica en la cual se calienta agua en una caldera que produce vapor a presión, el cual se aplica sobre los álabes de la turbina que convierte la Energía Potencial (presión) en Energía Cinética que acciona al generador eléctrico.

Las turbinas de vapor están conformadas por:

- Dispositivos de expansión, varias toberas en reposo o directrices en el que la energía de presión del vapor se transforma en energía cinética.
- Rodete o rueda giratoria provista de álabes en su periferie, sobre los cuales incide el chorro de vapor: el rodete adquiere energía cinética procedente de las toberas, cambiando la dirección y la magnitud de la velocidad de dicho vapor.

Existen dos tipos fundamentales de turbinas de vapor:

- Turbinas de acción, en las que la expansión del vapor se realiza únicamente en la tobera.
- Turbinas de reacción, en las cuales la expansión se realiza parte en la tobera y otra parte en los álabes del rodete¹

TURBINAS DE GAS

La turbina de gas es una máquina rotativa que funciona con temperaturas considerablemente mas elevadas, pero con presiones inferiores con respecto a la turbina a vapor. La función de una turbina de gas puede ser considerada como la de un convertidor de energía; la energía química viene generada por medio del combustible, quemado en la cámara de combustión. Durante este proceso la energía química se transforma en energía térmica, que se suma a los gases quemados. Los gases dejan una parte de la propia energía en la turbina, la misma que se transforma en energía mecánica, mientras que la energía restante se va a la atmósfera, esto al final de la turbina. Las turbinas de gas se utilizan en ciclos

abiertos y cerrados.

La turbina a gas es una máquina multi-funciones y al utilizarse para generar energía eléctrica (puede tener otras funciones) funciona en ciclo abierto, siendo las áreas de aplicación las siguientes:

- Funcionamiento a carga máxima, para cargas punta
- Funcionamiento para emergencia o reserva
- Funcionamiento a carga intermedia en ciclo combinado con utilización del calor perdido.
- Funcionamiento a carga base, en ciclo combinado con utilización del calor perdido.

Las turbinas a gas fueron consideradas como las máquinas de combustión interna ideales inmediatamente después del desarrollo inicial de la tecnología de las máquinas de energía térmica, debido a su principio simple de funcionamiento. Debido a que el espacio requerido para que un grupo generador que funcione con una turbina de gas es comparablemente reducido, esto repercute en un menor costo de construcción. Además su fácil instalación reduce costos, la inversión total entra en un nivel asequible. Si la instalación es construida en un lugar en el que existe disponibilidad de combustible (gas natural, combustible líquido), se obtienen ahorros adicionales.

Sus principales ventajas constituyen: su rapidez de puesta en marcha y en general su elevado rendimiento. ⁴

BIBLIOGRAFÍA:

¹ MONOGRAFÍAS .COM, Página de Internet, "Fuentes de Energía: Fuentes de Energía Renovables y No Renovables"

² CENACE," Folleto de Seminarios de Centrales Hidroeléctricas y Térmicas", 22 de Noviembre del 2002, Pgs. 2 - 5.

³ CENACE," Folleto de Seminario de la Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidropaute S.A.", 22 de Noviembre del 2002, Pgs. 1 – 5

⁴ PABLO CISNEROS, "Seminario acerca de operación de Centrales Hidroeléctricas y Térmicas - Energía Hidroeléctrica", EPN, 17 de Junio del 2002, Pgs. 13-16

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PLAN DE OPERACION DEL MEM OCTUBRE/2002-SEPTIEMBRE/2003

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL MEM (*)

ANEXO 2

CENTRAL O UNIDAD DE GENERACION	potencia efectiva	capacidad de embalse	costo variable	factor de producción promedio
	MW	Hm ³	US\$/kWh	MW/m ³ /s
1. TOTAL HIDROELECTRICAS	1708,3			
1.1 EMBALSE	1358,0			
HIDRO PAUTE	1.075,00	83,00	0,00200	5,54
HIDRO PUCARA	70,00	100,70	0,00200	3,53
HIDRO NACION	213,00	5.430,00	0,00200	0,43
1.2 PASADA	350,3			
HIDRO AGOYAN	160,40	-	0,00200	1,26
Quito	90,00	-	0,00200	-
ELECAUSTRO	40,00	-	0,00200	-
Riobamba	15,00	-	0,00200	-
Cotopaxi	15,00	-	0,00200	-
Regional Norte	15,00	-	0,00200	-
Ambato	3,00	-	0,00200	-
Bolivar	1,40	-	0,00200	-
Regional Sur	2,50	-	0,00200	-
EMAAP - El Carmen*	8,00	-	0,00200	-

* No se incluye en este Plan a la Central Recuperadora de la EMAAPQ con una P efec = 15 MW

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PLAN DE OPERACION DEL MEM OCTUBRE/2002-SEPTIEMBRE/2003

UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DEL MEM (1)

ANEXO 2

CENTRAL O UNIDAD DE GENERACION	potencia efectiva	combustible	costo variable (3)	Rendimiento
	MW		¢ US\$/kWh	kWh/galón (2)
2. TOTAL TERMOELECTRICAS	1.241			
Turbinas de vapor	475,50			
ELECTROECUADOR - A. Santos	33,00	fuel oil	6,366	12,51
ELECTROECUADOR - Guayaquil2-U3	10,50	fuel oil	9,268	8,59
ELECTROECUADOR - Guayaquil2-U4	10,50	fuel oil	8,519	9,30
ELECTROECUADOR - Guayaquil1-U1	5,25	fuel oil	9,756	8,11
ELECTROECUADOR - Guayaquil1-U2	5,25	fuel oil	9,520	8,28
TERMO ESMERALDAS	132,00	fuel oil	4,837	15,40
ELECTROGUAYAS - Trinitaria	133,00	fuel oil	5,066	15,41
ELECTROGUAYAS - G. ZevallosTV3	73,00	fuel oil	6,323	12,20
ELECTROGUAYAS - G. ZevallosTV2	73,00	fuel oil	6,440	11,97
Motores de combustión interna	66,10			
QUITO - G.Hernández-U2	5,40	fuel oil	6,267	16,40
QUITO - G.Hernández-U3	5,40	fuel oil	6,294	16,31
QUITO - G.Hernández-U4	5,40	fuel oil	6,252	16,45
QUITO - G.Hernández-U5	5,40	fuel oil	6,294	16,31
QUITO - G.Hernández-U6	5,40	fuel oil	6,294	16,31
ELECAUSTRO - EL Descanso U2	3,60	fuel oil	5,372	15,31
ELECAUSTRO - EL Descanso U4	4,30	fuel oil	5,426	15,72
TERMOPICHINCHA - Guangopolo U1	5,20	fuel oil	7,414	16,10
TERMOPICHINCHA - Guangopolo U2	5,20	fuel oil	7,420	16,12
TERMOPICHINCHA - Guangopolo U3	5,20	fuel oil	7,419	16,08
TERMOPICHINCHA - Guangopolo U4	5,20	fuel oil	7,410	16,14
TERMOPICHINCHA - Guangopolo U5	5,20	fuel oil	7,442	16,03
TERMOPICHINCHA - Guangopolo U6	5,20	fuel oil	7,438	14,88
Motores de combustión interna	74,40			
QUITO - Luluncoto 11	2,80	diesel	7,260	14,31
QUITO - Luluncoto 13	2,80	diesel	7,210	14,41
AMBATO - Lligua 1	1,80	diesel	7,060	12,80
AMBATO - Lligua 2	1,80	diesel	7,076	12,80

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PLAN DE OPERACION DEL MEM OCTUBRE/2002-SEPTIEMBRE/2003

UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DEL MEM (1)

ANEXO 2

CENTRAL O UNIDAD DE GENERACION	potencia efectiva MW	combustible	costo variable (3) ¢ US\$/kWh	Rendimiento kWh/galón (2)
2. TOTAL TERMOELECTRICAS		1.241		
REGIONAL NORTE	1,50	diesel	7,928	12,03
REG. EL ORO - Cambio G3	4,40	diesel	8,229	13,03
REG. EL ORO - Cambio G4	4,20	diesel	7,903	13,38
REG. EL ORO - Machala U4	2,00	diesel	8,401	12,84
REG. EL ORO - Machala U5	2,00	diesel	7,613	14,15
REG. MANABI - Miraflores 3	2,00	diesel	10,170	11,50
REG. MANABI - Miraflores 7	2,00	diesel	7,873	12,10
REG. MANABI - Miraflores 8	2,00	diesel	7,964	12,10
REG. MANABI - Miraflores 10	2,00	diesel	7,803	12,10
REG. MANABI - Miraflores 11	5,00	diesel	6,989	14,00
REG. MANABI - Miraflores 12	5,00	diesel	6,676	14,75
REG. MANABI - Miraflores 13	2,00	diesel	7,803	12,10
REG. MANABI - Miraflores 14	2,00	diesel	7,803	12,10
REG. MANABI - Miraflores 15	2,00	diesel	7,803	12,10
REG. MANABI - Miraflores 16	2,00	diesel	7,943	12,10
REG. MANABI - Miraflores 18	2,00	diesel	7,944	12,10
REG. MANABI - Miraflores 22	2,00	diesel	7,925	12,10
PENINSULA STA. ELENA - Libertad 9	3,20	diesel	8,225	13,10
PENINSULA STA. ELENA - Playas 4	0,70	diesel	11,702	12,00
REG. SUR - Catamayo 2	1,00	diesel	8,012	13,74
REG. SUR - Catamayo 4	1,30	diesel	11,139	11,89
REG. SUR - Catamayo 5	1,30	diesel	11,068	11,98
REG. SUR - Catamayo 6	2,50	diesel	7,569	14,88
REG. SUR - Catamayo 7	2,50	diesel	7,946	13,98
REG. SUR - Catamayo 8	2,20	diesel	8,449	12,53
REG. SUR - Catamayo 9	2,20	diesel	8,502	12,72
REG. SUR - Catamayo 10	2,20	diesel	8,210	13,29
ELECAUSTRO - Monay 2	1,00	diesel	7,849	12,61
ELECAUSTRO - Monay 3	1,00	diesel	7,849	12,61

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
PLAN DE OPERACION DEL MEM OCTUBRE/2002-SEPTIEMBRE/2003

UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DEL MEM (1)

ANEXO 2

CENTRAL O UNIDAD DE GENERACION	potencia efectiva	combustible	costo variable (3)	Rendimiento
	MW		¢ US\$/kWh	kWh/galón (2)
2. TOTAL TERMOELECTRICAS		1.241		
Turbinas a gas		624,50		
ELECTROECUADOR - A. Santos U1	20,00	diesel	9,274	9,76
ELECTROECUADOR - A. Santos U3	14,00	diesel	10,292	8,78
ELECTROECUADOR - A. Santos U5	18,00	diesel	10,137	8,89
ELECTROECUADOR - A. Santos U6	18,00	diesel	10,156	8,89
ELECTROECUADOR - A. Tinajero U1	46,50	diesel	6,834	14,51
ELECTROECUADOR - A. Tinajero U2	34,00	diesel	8,210	11,44
TERMOPICHINCHA - Sta. Rosa U3	17,00	diesel	9,677	9,98
TERMOPICHINCHA - Sta. Rosa U1	17,00	diesel	9,661	10,00
TERMOPICHINCHA - Sta. Rosa U2	17,00	diesel	9,676	9,96
ELECTROQUIL II - U1	45,00	diesel	7,047	13,66
ELECTROQUIL II - U2	46,00	diesel	7,095	13,56
ELECTROQUIL III - U3	45,00	diesel	6,776	14,26
ELECTROQUIL III - U4	45,00	diesel	6,918	13,94
ELECTROGUAYAS - Victoria II	102,00	nafta	9,247	10,56
MACHALA POWER - unidad A	70,00	gas natural	4,343	10.313,00
MACHALA POWER - unidad B	70,00	gas natural	4,343	10.313,00
3. INTERCONEXIÓN		27,00		
Tulcán-Panamericana	27,00		6,090	1,00

(1) No se incluyen los generadores en mantenimiento que no tienen una fecha de disponibilidad definida.

(2) Para unidades de gas natural el rendimiento en BTU / kWh

(3) costo calculados con precios de combustibles del período 26 al 30 de septiembre de 2002:

GALON FUEL OIL 4 (USD)	0,671024	GALON NAFTA (USD)	0,87702
GALON DIESEL 2 (USD)	0,867996	1 MMBTU (USD)	3,85981

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO
PLAN DE OPERACION DEL MEM OCTUBRE/2002 - SEPTIEMBRE/2003

INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

ANEXO 3

Unidad de generación	Indisponible MW	Desde	Hasta	Causa
EMEPE C. POSORJA G5	2,1	25-03-02	no definido	Indisponible
EMEPE C. LIBERTAD G11	2,0	23-01-02	no definido	Indisponible
EMEPE C. LIBERTAD G10	2,0	09-09-02	no definido	Indisponible
EMEPE C. LIBERTAD G1	2,2	03-09-01	no definido	Falla radiador
EMELRIOS U3	2,9	22-02-02	no definido	Indisponible
EMELRIOS U2	2,9	22-02-02	no definido	Indisponible
EMELRIOS U1	2,9	21-11-01	no definido	Problemas de vibraciones en generador
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U9	2,0	02-09-99	no definido	Indisponible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U11	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U8	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U7	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U3	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U22	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U18	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U16	2,0	12-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U15	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U14	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U13	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U12	5,0	16-09-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELMANABI C.T. MIRAFLORES U10	2,0	31-08-02	no definido	sin recursos para compra de combustible
EMELESA U2	3,6	10-02-02	no definido	Falla en sistema de lubricación
EMELESA U1	3,6	13-11-01	no definido	Indisponible
EMELBO C. GUARANDA U1	1,1	02-03-02	no definido	Problema técnico
ELECTROGUAYAS G.ZEVALLOS TG4	20,0	27-12-00	no definido	Indisponible
ELECTROGUAYAS G. PASCUALES	92,0	25-07-01	no definido	Reparación de la turbina
ELECTROECUADOR G.A.SANTOS U2	20,0	10-04-00	no definido	Indisponible
ELECAUSTRO MONAY U6	1,3	09-09-02	no definido	Indisponible
ELECAUSTRO MONAY U5	0,7	05-10-01	no definido	Mto sistema de enfriamiento y amortiguación
ELECAUSTRO MONAY U4	1,8	19-11-00	no definido	Mto mayor por rotura de rines
ELECAUSTRO MONAY U1	1,1	30-09-01	no definido	Mto mayor por rotura de cigüeñal
ELECAUSTRO DESCANSO U3	4,3	17-05-02	no definido	Revisión del cojinete de la unidad
ELECAUSTRO DESCANSO U1	4,3	17-05-02	no definido	Daño en cilindro 1
E.E.RIOBAMBA U1	2,0	30-05-02	no definido	Problemas en el turbo
E.E.QUITO LULUNCOTO U12	2,7	02-01-01	no definido	Mantenimiento
E.E.QUITO G.HERNANDEZ U1	5,4	20-04-02	no definido	Indisponible
E.E.MILAGRO G7	1,0	26-07-01	no definido	Problemas Técnicos
E.E.MILAGRO G6	2,5	26-07-01	no definido	Problemas Técnicos
E.E.MILAGRO G5	2,0	24-06-01	no definido	Problemas Técnicos
E.E.AMBATO C.BATAN U3	1,0	16-01-02	no definido	Falta de repuestos
TOTAL INDISPONIBLE	216,4			

DETALLE DE CENTRALES Y UNIDADES GENERADORAS

#	Nombre de la Central	Fecha de Act.	#	Nombre de la Central	Fecha de Act.	#	Nombre de la Central	Fecha de Act.
1	TerminoEsmeraldas	01/09/02	39	EEQuito C.H.Guangopolo U1	14/03/02	77	EERiobamba C. H. Río Blanco	13/03/02
2	TerminoPichincha Guangopolo	13/03/02	40	EEQuito C.H.Guangopolo U2	14/03/02	78	EERiobamba C. T. Riobamba	23/10/01
3	TerminoPichincha Guangopolo U2	08/02/00	41	EEQuito C.H.Guangopolo U3	14/03/02	79	EmelOro C. T. El Cambio	18/05/00
4	TerminoPichincha Guangopolo U3	13/03/02	42	EEQuito C.H.Guangopolo U4	14/03/02	80	EmelOro C. T. Machala	18/05/00
5	TerminoPichincha Guangopolo U4	13/03/02	43	EEQuito C.H.Guangopolo U5	27/01/00	81	EERSUR C.H. Carlos Mora Carrión	14/03/02
6	TerminoPichincha Guangopolo U5	08/02/00	44	EEQuito C.H.Guangopolo U6	14/03/02	82	Elepcosa C. Illuchi I	13/03/02
7	TerminoPichincha Guangopolo U6	13/03/02	45	EEQuito C.H.Nayón U1	14/03/02	83	Elepcosa C. Illuchi II	18/09/01
8	TerminoPichincha Sta. Rosa U1	02/09/02	46	EEQuito C.H.Nayón U2	14/03/02	84	Elepcosa C. El Estado	22/08/99
9	TerminoPichincha Sta. Rosa U2	02/09/02	47	EEQuito C.H.Cumbayá U1	14/03/02	85	EERSUR C.T. Catamayo U1	10/01/00
10	TerminoPichincha Sta. Rosa U3	02/09/02	48	EEQuito C.H.Cumbayá U2	14/03/02	86	EERSUR C.T. Catamayo U2	14/03/02
11	ElectroGuayas G.Zevallos TV3	08/11/01	49	EEQuito C.H.Cumbayá U3	14/03/02	87	EERSUR C.T. Catamayo U3	10/01/00
12	ElectroGuayas G.Zevallos TV2	08/11/01	50	EEQuito C.H.Cumbayá U4	14/03/02	88	EERSUR C.T. Catamayo U4	14/03/02
13	ElectroGuayas G.Zevallos TG4	08/11/01	51	EEQuito C.G.Hernández U1	02/02/00	89	EERSUR C.T. Catamayo U5	14/03/02
14	ElectroGuayas G.Pascuales TG5	08/11/01	52	EEQuito C.G.Hernández U2	02/02/00	90	EERSUR C.T. Catamayo U6	14/03/02
15	ElectroGuayas Trinitaria V1	08/11/01	53	EEQuito C.G.Hernández U3	02/02/00	91	EERSUR C.T. Catamayo U7	14/03/02
16	HidroPaute	19/04/00	54	EEQuito C.G.Hernández U4	02/02/00	92	EERSUR C.T. Catamayo U8	14/03/02
17	HidroPucará	19/08/02	55	EEQuito C.G.Hernández U5	02/02/00	93	EERSUR C.T. Catamayo U9	14/03/02
18	HidroAgoyán	01/10/01	56	EEQuito C.G.Hernández U6	02/02/00	94	EERSUR C.T. Catamayo U10	14/03/02
19	HidroNación	02/10/01	57	EEQuito C.Luluncoto U1	12/07/02	95	EmelManabí C. T. Miraflores G. Motors y Polaca	13/03/02
20	Ecuapower S. Elena	13/03/00	58	EEQuito C.Luluncoto U2	02/02/00	96	EmelManabí C. T. Miraflores Mitsubishi	12/07/02
21	Ecuapower S. Dgo. TG91	13/03/00	59	EEQuito C.Luluncoto U3	20/08/02	97	Emelesa. C. La Propicia	14/03/02
22	Ecuapower S. Dgo. TG92	13/03/00	60	EEARCN SA C.T. El Batán	26/04/00	98	EMELBO C.H. Río Chimbo U1	15/05/00
23	Electroquil 2 U1	14/03/02	61	EEARCN SA C.T. Lligua	20/09/01	99	EMELBO C.H. Río Chimbo U2	15/05/00
24	Electroquil 2 U2	19/08/02	62	EEARCN SA C.H. Península	13/03/02	100	EMELBO C.T. Guaranda	25/10/01
25	Electroquil 3 U3	14/03/02	63	Emelnorte C.H. Ambi	20/01/00	101	EMEPE C. Libertad	08/09/00
26	Electroquil 3 U4	14/03/02	64	Emelnorte C.H. S.Miguel de Car	20/01/00	102	EMEPE C. Playas	08/09/00
27	ELECTROGUAYAS Victoria II	27/08/02	65	Emelnorte C.H. La Playa	20/01/00	103	EMEPE C. Posorja	08/09/00
28	ElectroEcuador P.Vapor Gyquil 1 & 2	13/02/02	66	Emelnorte C.H. San Gabriel	20/01/00	104	Emelríos - C. Industrial	11/09/00
29	ElectroEcuador P.Vapor Gyquil 3 & 4	13/02/02	67	Emelnorte C.H. Espejo	20/01/00	105	EMAAPQ - El Carmen	15/03/02
30	ElectroEcuador Vapor A. Santos	14/03/02	68	Emelnorte C.H. Otavalo	20/01/00	106	EMAAPQ - Recuperadora	15/03/02
31	ElectroEcuador G. A.S. 1-2-3	01/04/02	69	Emelnorte C.T. S. Francisco	01/08/02	107	EDC-Machala Power I	14/09/2002*
32	ElectroEcuador G. A.S. 5-6	14/03/02	70	EEMilagro	21/02/01			
33	ElectroEcuador G. A. Tinajero 1	07/05/02	71	Emelsad. C. Toachi G9	12/01/00			
34	ElectroEcuador G. A. Tinajero 2	07/05/02	72	Elecaastro C. H. Saucay	14/03/02			
35	EEQuito C.H.Chillos U1	14/03/02	73	Elecaastro C.H. Saymirin	14/03/02			
36	EEQuito C.H.Chillos U2	14/03/02	74	Elecaastro C. T. El Descanso	14/03/02			
37	EEQuito C.H.Pasochoa U1	14/03/02	75	Elecaastro C. T. Monay	14/03/02			
38	EEQuito C.H.Pasochoa U2	14/03/02	76	EERiobamba C. H. Alao	13/03/02			

* FUENTES: Información de Unidades Generadoras -Pag. Web del CENAGE , Dirección de Transacciones Comerciales del CENAGE.

TEXTO EN NEGRILLA: Unidades consideradas en el presente estudio

ESQUEMA SIMPLIFICADO DE PLANTAS Y UNIDADES CONSIDERADAS


GENERADORES / UNIDADES		Combust.	Pn (MW)
HID*	HIDR. de PASADA		
GHIDROAG	HAGOY-U1	-	80,00
	HAGOY-U2	-	80,00
GEECOTOP (1)	HILU1-U1	-	0,68
	HILU1-U2	-	0,68
	HILU1-U3	-	1,40
	HILU1-U4	-	1,40
	HILU2-U1	-	2,60
	HILU2-U2	-	2,60
	HETDO-U1	-	0,85
	HETDO-U2	-	0,85
	ANGAMARCA	-	0,30
	CATAZACON	-	0,80
EMAAPQ	EL CARMEN	-	8,40
	RECUPER	-	15,00
HEM*	HIDR.de EMBALSE		
GPAUTE	PAUTE-U1	-	100,00
	PAUTE-U10	-	115,00
	PAUTE- U2	-	100,00
	PAUTE-U3	-	100,00
	PAUTE- U4	-	100,00
	PAUTE- U5	-	100,00
	PAUTE- U6	-	115,00
	PAUTE- U7	-	115,00
	PAUTE- U8	-	115,00
	PAUTE- U9	-	115,00
GHNACION	HNACN-U1	-	71,00
	HNACN-U2	-	71,00
	HNACN-U3	-	71,00
GHPUCARA	HPUCA-U1	-	38,00
	HPUCA-U2	-	38,00
TBV	Térmicas VAPOR		
GELTGYAS (2)	GNZEVTV1	B	73,00
	GNZEVTV2	B	73,00
	GNZEVTV3	B	73,00
	TRINITAR	B	133,00
	GNZEVTV4	B	102,00
TERMOESME	VAPESMER	B	132,50

GENERADORES / UNIDADES		Combust.	Pn (MW)
TDM	Térmicas MCI		
GEELRIOS	LOSRS-U1	D	2,865
	LOSRS-U2	D	2,865
	LOSRS-U3	D	2,865
	LOSRS-U4	D	2,865
GEEMANAB (3)	MANBI-13	B	3,40
	MANBI-U4	B	3,40
	MANBI-U7	D	2,50
	MANBI-U8	D	2,50
	MANBI-U9	D	2,50
	MANBI-10	D	2,50
	MANBI-11	D	6,00
	MANBI-12	D	6,00
	MANBI-13	D	2,50
	MANBI-14	D	2,50
	MANBI-15	D	2,50
	MANBI-16	D	2,50
	MANBI-18	D	2,50
	MANBI-22	D	2,50
	MANBI-05	B	3,40
MANBI-03	B	3,40	
TG	Térmicas de GAS		
GELCQUIL	EQUIL-U1	D	45,00
	EQUIL-U2	D	46,00
	EQUIL-U3	D	45,00
	EQUIL-U4	D	45,00
ENGYCORP*	ENERGYC -VICTORIA II	N	115,00
EDC-MPOWER	MACHP -U1 (A)	G	70,00
	MACHP -U2 (B)	G	70,00

* Ahora de Electroguayas

SIMBOLOGIA:

B	bunker-fuel oil
D	diesel
G	gas natural
N	nafta

 Centrales o Unidades no consideradas por estar indisponibles al encontrarse en mantenimientos no programados y/o fuera de servicio por asuntos de concesión o financiamiento.

FUENTES DE INFORMACIÓN:

Reportes de la Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE, Planes de Operación del MEM y Estadísticas del SE del Primer Semestre del 2002

(1) Si bien Elepcosa posee una P instalada total de 12,16 MW, considerando el aporte de Angamarca y Catazacón en 0,30 y 0,80 MW, según los reportes del CENACE, las Centrales de el Estado e Iluchi son las únicas que han operado regularmente y que por consiguiente han sido remuneradas

(2) Se considera como P instalada de Electroguayas, solo la correspondiente a sus unidades de vapor (279 MW). Se puede hacer esto tomando en cuenta que GZTG4 y Pascuales han estado indisponibles todo el 2002 por lo tanto no han recibido remuneración alguna. El aporte de Victoria II también se toma en cuenta pero por separado.

(3) Emelmanabi no ha tenido en operación en el año a sus unidades de bunker, excepto a la unidad Miraflores 3 que ha operado esporádicamente, por lo cual su aporte a la remuneración se considerará como mínimo y despreciable. De esta forma se podrá encasillar a Emelmanabi como generadora puramente de tipo TDM (Motor de Combustión Interna a Diesel)

**POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA DE CENTRALES DE GENERACIÓN
HIDRÁULICA CONSIDERADAS A JUNIO DEL 2002**

Tipo de Empresa	Empresa / Entidad	Central	Nominal (MW)	Efectiva (MW)
Generadora	EMAAP-Q	El Carmen	8,40	8,30
		Recuperadora*	15,00	15,00
	Total EMAAP-Q		23,40	23,30
	Hidroagoyán	Agoyán	160,00	156,00
	Total Hidroagoyán		160,00	156,00
	Hidropucará	Pisayambo (Pucará)	76,00	74,00
	Total Hidropucará		76,00	74,00
	Hidronación	M. Laniado	213,00	213,00
	Total Hidronación		213,00	213,00
	Hidropaute	Paute Molino	1.075,00	1.075,00
Total Hidropaute		1.075,00	1.075,00	
Distribuidora	Cotopaxi	Angamarca	0,30	0,30
		Catazacón (Quinzaloma)	0,80	0,60
		El Estado	1,70	0,80
		Illuchi 1	4,16	4,00
		Illuchi 2	5,20	5,20
		Total Cotopaxi		12,16

ANEXO 6

FUENTES:

Estadísticas del Sector Eléctrico Primer Semestre del 2002 - CONELEC

Reportes operativos y de transacciones del CENACE

* Dato obtenido de Información de Unidades Generadoras - Intranet CENACE

** Estimaciones complementarias hechas en base a Estadísticas del Sector Eléctrico - CONELEC 2002 (Versión Preliminar)

*** Machala Power entra a operar en Septiembre del 2002

POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA DE CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA CONSIDERADAS A JUNIO DEL 2002

Tipo de Empresa	Empresa / Entidad	Central	Térmica GAS		Térmica MCI		Térmica VAPOR	
			Nominal (MW)	Efectiva (MW)	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	Nominal (MW)	Efectiva (MW)
Distribuidora	Los Ríos	Centro Industrial			11,46	11,46		
	Total Los Ríos				11,46	11,46		
	Manabí	Miraflores			50,60	22,00		
Total Manabí				50,60	22,00			
Generadora	Electroguayas	G. Zevallos (G)	30,94	20,00				
		G. Zevallos (V)					146,00	145,50
		Pascuales (E. Garcia)	102,00	92,00				
		Trinitaria					133,00	133,00
		Barcaza (Victoria II)	115,00	105,00				
	Total Electroguayas		247,94	217,00			279,00	278,50
	Electroquil **	Electroquil 1-2	90,50	90,50				
		Electroquil 3-4	90,50	90,50				
	Total Electroquil		181,00	181,00				
	Termoesmeraldas	Esmeraldas					132,50	125,00
Total Termoesmeraldas						132,50	125,00	
EDC-Machala Power ***	Machala Power I (A)	70,00	65,00					
	Machala Power II (B)	70,00	65,00					
Total Machala Power		140,00	130,00					

CÁLCULO DE COSTOS TOTALES FIJOS Y VARIABLES

ACUMULADO ANUAL 2002- Considera la Anualidad de la Inversión

ANEXO 7

Tipo de central		HIDRAULICAS DE PASADA			HIDRAULICAS DE EMBALSE			
		GEN Hidro CHID-1	GEN Hidro CHID-2	GEN Hidro CHID-3	GEN Hidro CHEM-1	GEN Hidro CHEM-2	GEN Hidro CHEM-3	
GENERADOR O EMPRESA		HIDROAGOYAN	COTOPAXI	EMAAP-Q	Paute HIDROPAUTE	(M. Laniado) Daule Peripa HIDRONACION	Pisayambo HIDROPUCARA	
DATOS ADOPTADOS:		UNIDADES						
1	Capacidad Instalada	MW	160,00	12,16	23,40	1075,00	213,00	76,00
3	Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	1240	1000	1000	825	1150	1085
4	Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	198.400.000,0	12.160.000,0	23.400.000,0	886.875.000,0	244.950.000,0	82.460.000,0
5	Vida útil (n)	años	50	50	50	50	50	50
6	Tasa de descuento anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7	Anualidad	US\$	22.331.379,9	1.368.697,5	2.633.842,2	99.824.307,2	27.570.924,9	9.281.479,8
8	Costos Fijos de O & M	US\$	992.000,0	60.800,0	117.000,0	4.434.375,0	1.224.750,0	412.300,0
9	Costo Total Fijo Anual	US\$	23.323.379,9	1.429.497,5	2.750.842,2	104.258.682,2	28.795.674,9	9.693.779,8
11	Energía vendida en el MO	GWh	449,497	4,239	18,697	1.786,248	350,668	114,902
12	Energía Contratada	GWh	518,615	38,152	47,820	2.745,954	499,145	103,505
13	Generación Neta de Energía	GWh	968,111	42,391	66,516	4532,202	849,813	218,407
16	Tipo de combustible utilizado		agua	agua	agua	agua	agua	agua
23	Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,002000	0,002000	0,002000	0,002000	0,002000	0,002000
24	Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	1.936.222,80	84.781,80	133.032,25	9.064.404,78	1.699.625,53	436.814,70
26	COSTO TOTAL ANUAL POR P Y E	US\$	25.259.602,70	1.514.279,28	2.883.874,43	113.323.086,98	30.495.300,47	10.130.594,47

REFERENCIAS Y FUENTES DE INFORMACION:

- 1: Página web del CONELEC - Estadísticas del S. E. (1er Semestre del 2002), Ver Anexo 6
- F 3,4 y 5 : CENACE y Actualización del Plan Maestro de Electrificación del ex-INECEL
- 6: Ley de Régimen del Sector Eléctrico
- I 7: Anualidad : PAGO (11,2% ; vida útil; -inversión total)
- 8: Costos Fijos de O&M = 0,5, 2,0, y 4,0% de la Inversión Inicial para centrales Hidráulicas, Térmicas de Diesel o Gas y para Térmicas de Bunker-Vapor respectivamente.
- L 9: CTFA = Costo Fijo de O&M + Anualidad
- 11,12y 13: Datos obtenidos en base a reportes mensuales de transacciones del CENACE
- S 23: CENACE, Plan de Operación del MEM (Oct 02-Sept 03), Declaración de CVs(26 al 30 Sept 02)
Se consideró el costo variable más alto de una de las unidades de la Generadora
- 24: CTVA = Generación Neta de Energía x Costo Variable de Energía
- 26: Costo total Anual por P y E = CTFA + CTVA

ANEXO 7

Tipo de central		TERMICAS DE VAPOR		TERMICAS MCI		TERMICAS DE GAS		
		Turbina de vapor TBV1	Turbina de vapor TBV2	Motor Comb. Inter. TDM1	Motor Comb. Inter. TDM2	Turbina a gas TG1	Turbina a gas TG2	Turbina a gas TG2
GENERADOR O EMPRESA		Trinitaria , GZTV2y3	TESMERALDAS	E MELRIOS	E MELMANABI	Electroquil 1 y 2	La Barcaza VICTORIA II	EDC-MPOWER
DATOS ADOPTADOS:	UNIDADES							
1 Capacidad Instalada	MW	279,00	132,50	11,46	50,60	181,00	115,00	140,00
3 Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	900	900	750	750	400	400	567
4 Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	251.100.000,0	119.250.000,0	8.595.000,0	37.950.000,0	72.400.000,0	46.000.000,0	79.380.000,0
5 Vida útil (n)	años	20	20	20	20	15	15	15
6 Tasa de descuento anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7 Anualidad	US\$	31.945.391,8	15.171.198,6	1.093.471,3	4.828.067,0	10.179.724,2	6.467.780,6	11.161.139,6
8 Costos Fijos de O & M	US\$	10.044.000,0	4.770.000,0	171.900,0	759.000,0	1.448.000,0	920.000,0	1.587.600,0
9 Costo Total Fijo Anual	US\$	41.989.391,8	19.941.198,6	1.265.371,3	5.587.067,0	11.627.724,2	7.387.780,6	12.748.739,6
11 Energía vendida en el MO	GWh	713,031	292,268	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
12 Energía Contratada	GWh	749,055	403,633					
13 Generación Neta de Energía	GWh	1462,086	695,902	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
16 Tipo de combustible utilizado		bunker/diesel	bunker/diesel	diesel	diesel	diesel	nafta	gas natural
23 Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,064401	0,048370	0,070412	0,079639	0,070948	0,092471	0,043432
24 Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	94.159.682,33	33.661.023,83	177.420,57	144.839,14	35.737.453,15	8.574.391,73	11.663.876,69
26 COSTO TOTAL ANUAL POR P Y E	US\$	138.149.074,10	53.602.222,43	1.442.791,86	5.731.906,12	47.365.177,35	15.962.172,30	24.412.616,29

**CÁLCULO DE COSTOS TOTALES FIJOS Y VARIABLES
ACUMULADO ANUAL 2002 - Considera la Depreciación de Activos**

ANEXO 8

Tipo de central		HIDRAULICAS DE PASADA						
		GEN Hidro CHID-1	GEN Hidro CHID-2	GEN Hidro CHID-3	GEN Hidro CHEM-1	GEN Hidro CHEM-2	GEN Hidro CHEM-3	
GENERADOR O EMPRESA		HIDROAGOYAN	COTOPAXI	EMAAP-Q	Paute HIDROPAUTE	(M. Laniado) Daule Peripa HIDRONACION	Pisayambo HIDROPUCARA	
DATOS ADOPTADOS:		UNIDADES						
1	Capacidad Instalada	MW	160,00	12,16	23,40	1075,00	213,00	76,00
3	Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	1240	1000	1000	825	1150	1085
4	Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	198.400.000,0	12.160.000,0	23.400.000,0	886.875.000,0	244.950.000,0	82.460.000,0
5	Vida útil (n)	años	50	50	50	50	50	50
6	Tasa de descuento anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7	Depreciación (M. del Fact. de Amortiz.)	US\$	110.579,9	6.777,5	13.042,2	494.307,2	136.524,9	45.959,8
8	Costos Fijos de O & M	US\$	992.000,0	60.800,0	117.000,0	4.434.375,0	1.224.750,0	412.300,0
9	Costo Total Fijo Anual	US\$	1.102.579,9	67.577,5	130.042,2	4.928.682,2	1.361.274,9	458.259,8
11	Energía vendida en el MO	GWh	449,497	4,239	18,697	1.786,248	350,668	114,902
12	Energía Contratada	GWh	518,615	38,152	47,820	2.745,954	499,145	103,505
13	Generación Neta de Energía	GWh	968,111	42,391	66,516	4532,202	849,813	218,407
16	Tipo de combustible utilizado		agua	agua	agua	agua	agua	agua
23	Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,002000	0,002000	0,002000	0,002000	0,002000	0,002000
24	Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	1.936.222,80	84.781,80	133.032,25	9.064.404,78	1.699.625,53	436.814,70
26	COSTO TOTAL ANUAL POR P Y E	US\$	3.038.802,70	152.359,28	263.074,43	13.993.086,98	3.060.900,47	895.074,47

REFERENCIAS Y FUENTES DE INFORMACION:

- 1: CENACE, Página del CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico y Plan Maestro de Electrificación
- F 3,4 y 5 : CENACE y Actualización del Plan Maestro de Electrificación del ex-INECEL
- 6: L R S E
- I 7: Depreciación (M. Del Factor de Amortización)
- 8: Costos Fijos de O&M = 0.5, 2.0, y 4,0% de la Inversión Inicial para centrales Hidráulicas, Térmicas de Diesel o Gas y para Térmicas de Bunker-Vapor respectivamente.
- L 9: CTFA = Costo Fijo de O&M + Depreciación
- 11,12y 13: Datos obtenidos en base a reportes mensuales de transacciones del CENACE
- A 23: CENACE, Plan de Operación del MEM (Oct 02-Sept 03), Declaración de CVs(26 al 30 Sept 02)
Se consideró el costo variable más alto de una de las unidades de la Generadora
- S 24: CTVA = Generación Neta de Energía x Costo Variable de Energía
- 26: Costo total Anual por P y E = CTFA + CTVA

ANEXO 8

Tipo de central		TERMICAS DE VAPOR		TERMICAS MCI		TERMICAS DE GAS		
		Turbina de vapor TBV1	Turbina de vapor TBV2	Motor Comb. Inter. TDM1	Motor Comb. Inter. TDM2	Turbina a gas TG1	Turbina a gas TG2	Turbina a gas TG2
GENERADOR O EMPRESA		Trinitaria , GZTV2y3 ELECTGUAYAS	TESMERALDAS	EMELRIOS	EMELMANABI	Electroquil 1 y 2 ELECTROQUIL	La Barcaza VICTORIA II	EDC-MPOWER
DATOS ADOPTADOS:	UNIDADES							
1 Capacidad Instalada	MW	279,00	132,50	11,46	50,60	181,00	115,00	140,00
3 Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	900	900	750	750	400	400	567
4 Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	251.100.000,0	119.250.000,0	8.595.000,0	37.950.000,0	72.400.000,0	48.000.000,0	79.380.000,0
5 Vida útil (n)	años	20	20	20	20	15	15	15
6 Tasa de descuento anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7 Depreciación (M. del Fact. de Amortiz.)	US\$	3.822.191,8	1.815.198,6	130.831,3	577.667,0	2.070.924,2	1.315.780,6	2.270.579,6
8 Costos Fijos de O & M	US\$	10.044.000,0	4.770.000,0	171.900,0	759.000,0	1.448.000,0	920.000,0	1.587.600,0
9 Costo Total Fijo Anual	US\$	13.866.191,8	6.585.198,6	302.731,3	1.336.667,0	3.518.924,2	2.235.780,6	3.858.179,6
11 Energía vendida en el MO	GWh	713,031	292,268	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
12 Energía Contratada	GWh	749,055	403,633					
13 Generación Neta de Energía	GWh	1462,086	695,902	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
18 Tipo de combustible utilizado		bunker/diesel	bunker/diesel	diesel	diesel	diesel	nafta	gas natural
23 Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,064401	0,048370	0,070412	0,079639	0,070948	0,092471	0,043432
24 Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	94.159.682,33	33.661.023,83	177.420,57	144.839,14	35.737.453,15	8.574.391,73	11.663.876,69
26 COSTO TOTAL ANUAL POR P Y E	US\$	108.025.874,10	40.246.222,43	480.151,86	1.481.506,12	39.256.377,35	10.810.172,30	15.522.056,29

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

PLAN DE OPERACION DEL MEM OCTUBRE/2002 - SEPTIEMBRE/2003

RESUMEN DE REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES POR EMPRESA

HIDROLOGIA MEDIA

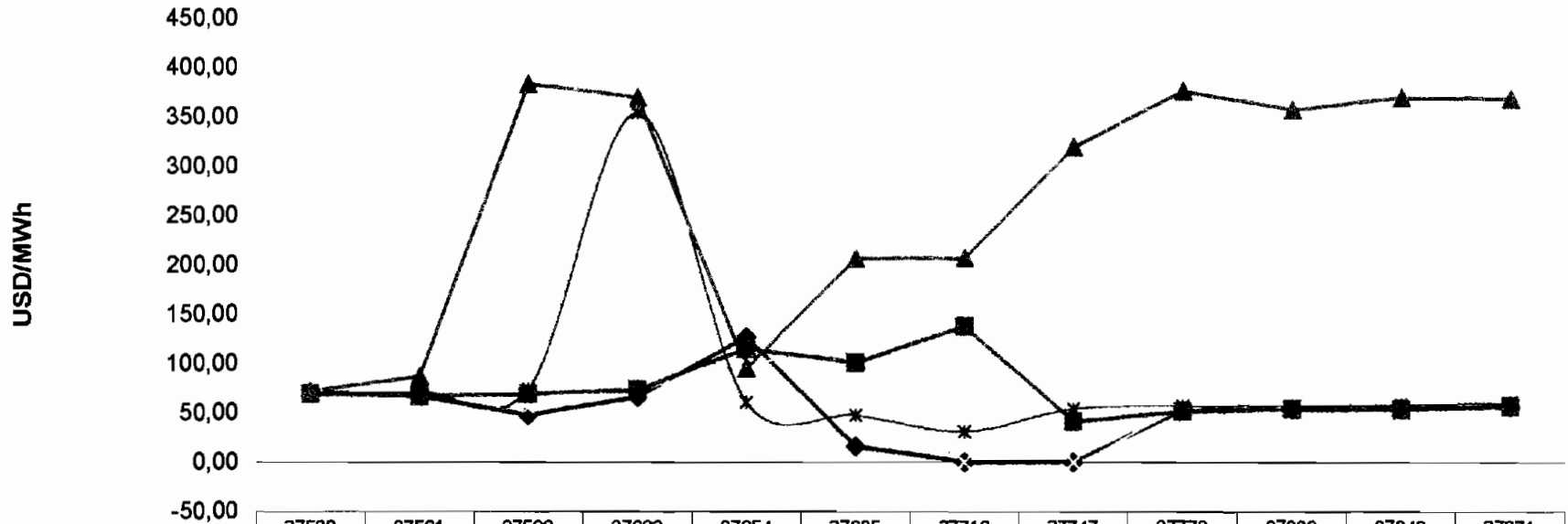
CUADRO A-4

EMPRESAS	Período Oct-02 - Mar-03	Período Abr-03 - Sep-03	TOTAL
Fuel Oil 4	88.075	24.901	112.976
ELECTROGUAYAS	53.000	24.901	77.901
TERMO PICHINCHA	510	0	510
TERMO ESMERALDAS	27.700	0	27.700
ELECTRO ECUADOR	3.850	0	3.850
ELECAUSTRO	660	0	660
E. Eléctricas	2.355	0	2.355
Diesel 2	13.138	4.950	18.088
ELECTROQUIL	7.200	2.400	9.600
ELECTRO GUAYAS	0	0	0
TERMO PICHINCHA	1.002	900	1.902
TERMO ESMERALDAS	0	0	0
ELECAUSTRO	23	0	23
ELECTRO ECUADOR	3.850	1.500	5.350
E. Eléctricas	1.063	150	1.213
Nafta	3.000	3.000	6.000
VICTORIA II	3.000	3.000	6.000
Gas Natural	154	50	205
MACHALA POWER	154	50	205
HIDROLOGIA SECA			
Fuel Oil 4	123.930	38.600	162.530
ELECTROGUAYAS	73.000	25.400	98.400
TERMO PICHINCHA	3.240	0	3.240
TERMO ESMERALDAS	33.000	10.100	43.100
ELECTRO ECUADOR	8.100	3.100	11.200
ELECAUSTRO	600	0	600
E. Eléctricas	5.990	0	5.990
Diesel 2	40.093	5.997	46.090
ELECTROQUIL	24.450	3.400	27.850
ELECTRO GUAYAS	0	0	0
TERMO PICHINCHA	2.898	900	3.798
TERMO ESMERALDAS	0	0	0
ELECAUSTRO	157	0	157
ELECTRO ECUADOR	9.350	1.500	10.850
E. Eléctricas	3.239	197	3.435
Nafta	7.500	3.000	10.500
VICTORIA II	7.500	3.000	10.500
Gas Natural	157	123	280
MACHALA POWER	157	123	280

Notas: Combustibles líquidos en Miles de Galones

Gas natural en Miles de Dm3 (1 Dm3 = 1000m3)

VALOR DEL AGUA DAULE PERIPA



	37530	37561	37592	37623	37654	37685	37716	37747	37778	37809	37840	37871
● LLUVIOSA	70,8833333	66,3958333	47,7133333	66,0475	126,516667	16,3575	0,13511667	0,01587083	52,8033333	53,545	54,6041667	55,8933333
○ SEMI LLUVIOSA	68,4641667	54,4816667	56,0383333	73,47	98,8416667	100,725	0,06904	0	53,1708333	54,0175	54,6783333	53,6466667
■ MEDIA	69,1991667	66,9175	68,8475	73,47	114,833333	100,725	137,458333	40,8391667	51,3916667	53,545	52,9858333	56,4208333
* SEMI SECA	69,1991667	71,5883333	73,5508333	353,983333	60,6283333	47,4233333	30,8908333	53,9983333	57,205	56,9141667	58,5216667	59,8983333
▲ SECA	71,3533333	87,0916667	383,208333	369,641667	95,2166667	206,308333	207,008333	319,8	376,283333	357,408333	369,583333	368,366667

Referencia: CENACE - Plan de Operación del MEM (Octubre 02 - Septiembre 03)

Cálculo de los componentes de los Costos Variables de Producción

Para el cálculo de los componentes de los Costos Variables de Producción se define:

* GB GENERACION BRUTA estimada para un ciclo operativo; esto es, para un período entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva actual. La Potencia efectiva no incluirá el valor con el que cada generador debe participar en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

El ciclo operativo para cada tipo de unidad será declarado por el Agente, justificando el período y mantenimientos a efectuarse con información del fabricante, suministrador o experiencia operativa.

a) Costos de combustible (CC) en US\$ / kWh.

$$CC = \frac{PC}{RC}$$

donde:

PC= Precio promedio de venta del combustible al generador, incluyendo tasas e impuestos, en dólares por galón, correspondiente al período señalado en el numeral 2.3 de la Regulación 002/99.

RC= Rendimiento actual de la unidad, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/galón), declarado por el Agente.

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se consignarán los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible.

b) Costos de transporte de combustible (CTC) en US\$ / kWh.

$$CTC = \frac{PGT}{RC}$$

donde:

PGT= Precio del transporte por galón (US\$ / galón)

RC= Rendimiento de la unidad, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/galón), declarado por el Agente.

c) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO) en US\$/kWh.

$$CLYO = \frac{\sum (PU_i \times MCI)}{GB}$$

donde:

PU_i= Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración.

MCI= Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo

GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

d) Costo del agua potable (CAP) en US\$/ kWh.

$$CAP = \frac{PA \times CAA}{GB}$$

donde:

PA= Precio del agua potable (US\$/ m³) para el mes de la declaración

CAA= Consumo de agua potable (m³) durante el ciclo operativo

GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

f) Costos de Mantenimiento (CM) en US\$/ kWh.

$$CM = \frac{(RPTM + OIM + MOAM)}{GB}$$

donde:

RPTM= Valor de los repuestos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

OIM= Valor de otros insumos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

MOAM= Valor de la mano de obra adicional a ser contratada para los mantenimientos programados.

GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

g) Los costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones destinados al control y mitigación del impacto ambiental (CVIAM), durante el ciclo operativo, en US\$/kWh.

h) Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (CEE) en US\$/kWh.

$$CEE = \frac{(CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM)}{(1 - CAX / GB)} \times \frac{CAX}{GB}$$

donde:

CAX= Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, durante el ciclo operativo, en kWh.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

i) Los Costos Variables de Producción (CVP), en US\$/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:

$$CVP = CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM + CEE$$

Fuente: Regulación CONELEC No. 003/00

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO

Costos Variables de Producción

PERÍODO: 26 al 31 de diciembre del 2002

ANEXO 12

No.	EMPRESA	UNIDAD	TIPO	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)									TOTAL ctvs 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	MACHALA POWER	MACHALA POWER A (*)	G	10770,00	0,039152	0,000000	0,000263	0,000105	0,002353	0,000000	0,000638	0,042510	4.2510	70,0
2	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	BV	15,69	0,040512	0,000000	0,000692	0,000064	0,000878	0,000000	0,002954	0,045099	4.5099	132,0
3	MACHALA POWER	MACHALA POWER B (*)	G	11682,00	0,042467	0,000000	0,000264	0,000106	0,002370	0,000000	0,000688	0,045896	4.5896	69,5
4	ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	BV	15,73	0,040170	0,002418	0,000108	0,000000	0,000993	0,000000	0,003288	0,046978	4.6978	133,0
5	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	BD	15,88	0,040037	0,003986	0,002711	0,000000	0,001087	0,000000	0,001611	0,049432	4.9432	4,3
6	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	BD	15,72	0,040444	0,004027	0,003256	0,000000	0,001087	0,000000	0,001645	0,050458	5.0458	4,3
7	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	BD	15,64	0,040650	0,004047	0,003408	0,000000	0,001087	0,000000	0,001658	0,050848	5.0848	4,3
8	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	BD	15,31	0,041527	0,004135	0,002761	0,000000	0,001087	0,000000	0,001668	0,051177	5.1177	3,6
9	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	BV	12,77	0,049483	0,002979	0,000330	0,000486	0,001136	0,000000	0,002864	0,057277	5.7277	73,0
10	QUITO	G.HERNANDEZ 4	BD	16,45	0,041244	0,005523	0,006543	0,000000	0,002866	0,000000	0,001946	0,057923	5.7923	5,4
11	QUITO	G.HERNANDEZ 2	BD	16,40	0,041370	0,005540	0,006543	0,000000	0,002866	0,000000	0,001951	0,058070	5.8070	5,4
12	QUITO	G.HERNANDEZ 1	BD	16,32	0,041573	0,005567	0,006543	0,000000	0,002866	0,000000	0,001959	0,058308	5.8308	5,4
13	QUITO	G.HERNANDEZ 3	BD	16,31	0,041568	0,005571	0,006543	0,000000	0,002866	0,000000	0,001960	0,058338	5.8338	5,4
14	QUITO	G.HERNANDEZ 5	BD	16,31	0,041568	0,005571	0,006543	0,000000	0,002866	0,000000	0,001960	0,058338	5.8338	5,4
15	QUITO	G.HERNANDEZ 6	BD	16,31	0,041568	0,005571	0,006543	0,000000	0,002866	0,000000	0,001960	0,058338	5.8338	5,4
16	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	BV	12,46	0,050735	0,003054	0,000330	0,000486	0,001136	0,000000	0,002934	0,058675	5.8675	73,0
17	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS	BV	12,51	0,050519	0,002886	0,000438	0,001091	0,002059	0,000000	0,003365	0,060357	6.0357	33,0
18	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	BD	16,48	0,043050	0,004945	0,008003	0,000000	0,012556	0,000000	0,001304	0,069857	6.9857	5,2
19	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	BD	16,61	0,042713	0,004906	0,008380	0,000000	0,012556	0,000000	0,001304	0,069858	6.9858	5,2
20	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	BD	16,58	0,042790	0,004915	0,008305	0,000000	0,012556	0,000000	0,001304	0,069869	6.9869	5,2
21	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	BD	16,51	0,042971	0,004936	0,008110	0,000000	0,012556	0,000000	0,001304	0,069877	6.9877	5,2
22	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	BD	16,54	0,042883	0,004927	0,008214	0,000000	0,012556	0,000000	0,001305	0,069894	6.9894	5,2
23	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 8	BD	16,52	0,042945	0,004933	0,008158	0,000000	0,012556	0,000000	0,001305	0,069897	6.9897	5,2
24	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	D	14,76	0,063854	0,000407	0,005021	0,000010	0,000576	0,000000	0,001460	0,071327	7.1327	5,0
25	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 4	D	14,40	0,065406	0,002083	0,004098	0,000000	0,000259	0,000000	0,001515	0,073359	7.3359	-
26	ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	DG	14,51	0,064911	0,000139	0,000455	0,000496	0,006468	0,000000	0,001032	0,073500	7.3500	46,5
27	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	DG	14,32	0,065772	0,000628	0,000590	0,000005	0,006159	0,000000	0,000362	0,073516	7.3516	45,0
28	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	DG	14,13	0,066562	0,000636	0,000590	0,000005	0,006159	0,000000	0,000368	0,074318	7.4318	45,0
29	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	D	14,00	0,067275	0,000229	0,005021	0,000010	0,000665	0,000000	0,001529	0,074728	7.4728	5,0
30	MILAGRO	MILAGRO 5	D	12,86	0,073239	0,000778	0,000358	0,000000	0,000379	0,000000	0,000289	0,075041	7.5041	-
31	ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	D	14,40	0,065406	0,000536	0,002769	0,000003	0,002028	0,000239	0,004314	0,075314	7.5314	3,4
32	ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	D	14,40	0,065406	0,000536	0,002769	0,000003	0,002028	0,000239	0,004314	0,075314	7.5314	3,4
33	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 3	D	14,00	0,067275	0,002143	0,004098	0,000000	0,000259	0,000000	0,001555	0,075328	7.5328	2,9
34	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 2	D	13,98	0,067518	0,002151	0,004098	0,000000	0,000259	0,000000	0,001561	0,075582	7.5582	2,9
35	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 1	D	13,98	0,067759	0,002158	0,004098	0,000000	0,000259	0,000000	0,001568	0,075838	7.5838	2,9

ID.	EMPRESA	UNIDAD	TIPO	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)									TOTAL civa 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		
36	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	DG	13,62	0,069152	0,000661	0,000590	0,000005	0,006159	0,000000	0,000379	0,076846	7,6846	45,0
37	QUITO	LULUNCOTO 13	D	14,41	0,065361	0,000638	0,005001	0,000048	0,002932	0,000000	0,003583	0,077564	7,7564	2,8
38	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	DG	13,50	0,069767	0,000667	0,000590	0,000005	0,006159	0,000000	0,000382	0,077570	7,7570	46,0
39	QUITO	LULUNCOTO 12	D	14,35	0,065634	0,000641	0,004997	0,000047	0,002827	0,000000	0,003591	0,077737	7,7737	-
40	QUITO	LULUNCOTO 11	D	14,31	0,065818	0,000643	0,005001	0,000048	0,002932	0,000000	0,003606	0,078047	7,8047	2,8
41	MILAGRO	MILAGRO 6	D	12,40	0,075956	0,000806	0,000539	0,000000	0,000575	0,000000	0,000458	0,078334	7,8334	-
42	MILAGRO	MILAGRO 4	D	12,30	0,076573	0,000813	0,000548	0,000000	0,000585	0,000000	0,000469	0,078988	7,8988	-
43	AMBATO	LLIGUA 1	D	12,30	0,076573	0,000876	0,000897	0,000000	0,001174	0,000000	0,000341	0,079961	7,9961	1,8
44	MILAGRO	MILAGRO 7	D	12,00	0,078488	0,000833	0,000314	0,000000	0,000335	0,000000	0,000273	0,080244	8,0244	-
45	AMBATO	LLIGUA 2	D	12,20	0,077201	0,000984	0,000897	0,000000	0,001174	0,000000	0,000343	0,080600	8,0600	1,8
46	REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	D	14,89	0,063254	0,000336	0,000188	0,000009	0,016729	0,000000	0,000089	0,080604	8,0604	2,5
47	ELECTROECUADOR	VAPOR GUAYAQUIL 4	BV	9,30	0,067956	0,004161	0,000276	0,000595	0,000373	0,000000	0,004051	0,080771	8,0771	10,5
48	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 5	D	14,15	0,066562	0,002120	0,008539	0,000037	0,002435	0,000000	0,001772	0,081465	8,1465	2,0
49	AMBATO	BATAN 3	D	11,97	0,078702	0,000738	0,000375	0,000000	0,000295	0,000000	0,000243	0,082354	8,2354	-
50	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,000000	0,084135	8,4135	2,0
51	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,000000	0,084135	8,4135	2,0
52	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,000000	0,084135	8,4135	2,0
53	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,000000	0,084135	8,4135	2,0
54	ELECAUSTRO	MONAY 1	D	12,61	0,074691	0,000555	0,005071	0,000959	0,001014	0,000000	0,002214	0,084503	8,4503	1,0
55	ELECAUSTRO	MONAY 2	D	12,61	0,074691	0,000555	0,005071	0,000959	0,001014	0,000000	0,002214	0,084503	8,4503	1,0
56	ELECAUSTRO	MONAY 3	D	12,61	0,074691	0,000555	0,005071	0,000959	0,001014	0,000000	0,002214	0,084503	8,4503	1,0
57	REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	D	14,02	0,067196	0,000357	0,000155	0,000009	0,016729	0,000000	0,000102	0,084548	8,4548	2,5
58	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 4	D	13,36	0,070393	0,002242	0,008471	0,000031	0,001365	0,000000	0,002200	0,084702	8,4702	4,2
59	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,000758	0,084893	8,4893	2,0
60	REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	D	12,03	0,078292	0,005819	0,000262	0,000000	0,000826	0,000000	0,000000	0,085199	8,5199	1,5
61	REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	D	13,77	0,068399	0,000363	0,000166	0,000009	0,016261	0,000000	0,000132	0,085351	8,5351	1,0
62	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,001318	0,085453	8,5453	2,0
63	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,001503	0,085638	8,5638	2,0
64	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,001514	0,085849	8,5849	2,0
65	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	DG	11,43	0,082402	0,000000	0,000037	0,000695	0,002262	0,000000	0,000436	0,085833	8,5833	-
66	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	D	12,10	0,077839	0,000496	0,003997	0,000017	0,001787	0,000000	0,001173	0,085868	8,5868	2,0
67	BOLIVAR	BOLIVAR 1	D	12,43	0,075767	0,002145	0,004288	0,000007	0,004267	0,000000	0,000064	0,086536	8,6536	1,1
68	REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	D	13,36	0,070494	0,000374	0,000204	0,000005	0,016174	0,000000	0,000014	0,087264	8,7264	2,2
69	ELECTROECUADOR	VAPOR GUAYAQUIL 3	BV	8,59	0,073573	0,004505	0,000276	0,000595	0,000373	0,000000	0,005172	0,087854	8,7854	10,5
70	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	D	13,10	0,071897	0,000000	0,000867	0,000069	0,011568	0,000000	0,000377	0,088138	8,8138	3,2
71	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 3	D	13,03	0,072283	0,002302	0,009448	0,000030	0,001302	0,000000	0,002779	0,088143	8,8143	4,4
72	ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 2	DG	11,44	0,082330	0,000176	0,000182	0,000000	0,005495	0,000000	0,000405	0,088588	8,8588	34,0
73	REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	D	12,89	0,073042	0,000388	0,000208	0,000005	0,016174	0,000000	0,000018	0,089835	8,9835	2,2
74	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 4	D	12,84	0,073353	0,002336	0,009464	0,000037	0,002435	0,000000	0,002283	0,089909	8,9909	2,0
75	REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	D	12,58	0,074876	0,000397	0,000217	0,000005	0,014556	0,000000	0,000021	0,090072	9,0072	2,2
76	PENINSULA STA ELENA	LA LIBERTAD 11	D	13,32	0,070698	0,000000	0,001192	0,000096	0,016784	0,000000	0,001303	0,090074	9,0074	2,2
77	ELECTROECUADOR	VAPOR GUAYAQUIL 2	BV	8,28	0,076327	0,004674	0,000458	0,000595	0,000373	0,000000	0,004457	0,090242	9,0242	5,3

No.	EMPRESA	UNIDAD	TIPO	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)									TOTAL cvs US\$/kWh	TOTAL EFFECTIVA (MW)
				Rendimiento kWh/galón	Combustible	Transporte	Lubricantes, Químicos y Otros	Agua Potable	Mantenimientos RPTM, OIM, MOAM	Control Ambiental	Servicios Auxiliares	TOTAL US\$/kWh		
78	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 1	D	12,91	0,072968	0,000000	0,000888	0,000096	0,018892	0,000000	0,001232	0,091853	9,1853	2,2
79	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 10	D	13,10	0,071897	0,000000	0,001788	0,000096	0,018560	0,000000	0,001747	0,092087	9,2087	2,2
80	ELECTROECUADOR	VAPOR GUAYAQUIL 1	BV	8,11	0,077927	0,004772	0,000456	0,000595	0,003732	0,000000	0,004991	0,092473	9,2473	5,3
81	PENINSULA STA. ELENA	PGSORJA 5	D	12,89	0,073068	0,000000	0,004184	0,000096	0,018131	0,000000	0,001808	0,093288	9,3288	2,1
82	RIOBAMBA	RIOBAMBA	D	12,35	0,076263	0,005441	0,001280	0,000000	0,013281	0,000000	0,004423	0,096899	9,6899	2,0
83	ELECTROGUAYAS	VICTORIA II	N	10,58	0,088850	0,003410	0,000006	0,000345	0,005188	0,000000	0,000501	0,098299	9,8299	102,0
84	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 1	DG	9,78	0,096501	0,000207	0,000056	0,000000	0,003032	0,000000	0,000549	0,100345	10,0345	20,0
85	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 2	DG	9,78	0,096501	0,000207	0,000063	0,000000	0,003032	0,000000	0,000613	0,100415	10,0415	-
86	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	DG	10,13	0,092977	0,001109	0,000264	0,000000	0,003857	0,000000	0,002998	0,101202	10,1202	17,0
87	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	DG	10,12	0,093068	0,001110	0,000264	0,000000	0,003857	0,000000	0,003019	0,101319	10,1319	17,0
88	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	DG	10,09	0,093345	0,001113	0,000264	0,000000	0,003857	0,000000	0,002798	0,101377	10,1377	17,0
89	ELECAUSTRO	MONAY 4	D	10,67	0,088271	0,000656	0,008439	0,000959	0,000528	0,000000	0,002660	0,101513	10,1513	-
90	ELECAUSTRO	MONAY 6	D	10,67	0,088271	0,000656	0,008439	0,000959	0,000594	0,000000	0,002661	0,101581	10,1581	1,8
91	ELECAUSTRO	MONAY 5	D	10,67	0,088271	0,000656	0,008439	0,000959	0,000951	0,000000	0,002671	0,101947	10,1947	1,2
92	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 8	D	12,90	0,073012	0,000000	0,001908	0,000137	0,023450	0,000000	0,008931	0,105436	10,5436	-
93	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	D	11,59	0,081900	0,000522	0,010601	0,000097	0,002958	0,000000	0,011491	0,107568	10,7568	2,0
94	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 5	DG	8,89	0,105945	0,000227	0,000038	0,000048	0,003032	0,000000	0,000425	0,108712	10,8712	18,0
95	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 8	DG	8,89	0,105945	0,000227	0,000038	0,000052	0,003032	0,000000	0,000626	0,109919	10,9919	18,0
96	ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	DG	8,78	0,107272	0,000230	0,000081	0,000000	0,003032	0,000000	0,000777	0,111392	11,1392	14,0
97	REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	D	11,98	0,078610	0,000417	0,000214	0,000005	0,037538	0,000000	0,000078	0,116861	11,6861	1,3
98	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	DG	8,38	0,112383	0,000855	0,000015	0,000000	0,000617	0,000000	0,002923	0,116802	11,6802	-
99	REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	D	11,89	0,079216	0,000421	0,000264	0,000005	0,037538	0,000000	0,000175	0,117618	11,7618	1,3
100	PENINSULA STA. ELENA	PLAYAS 4	D	12,00	0,078488	0,000000	0,003618	0,000200	0,034333	0,000000	0,008902	0,123638	12,3638	0,7
GALON FUEL OIL 4 (USD)													0,631991	
GALON DIESEL 2 (USD)													0,841852	
GALON NAFTA (USD)													0,938263	

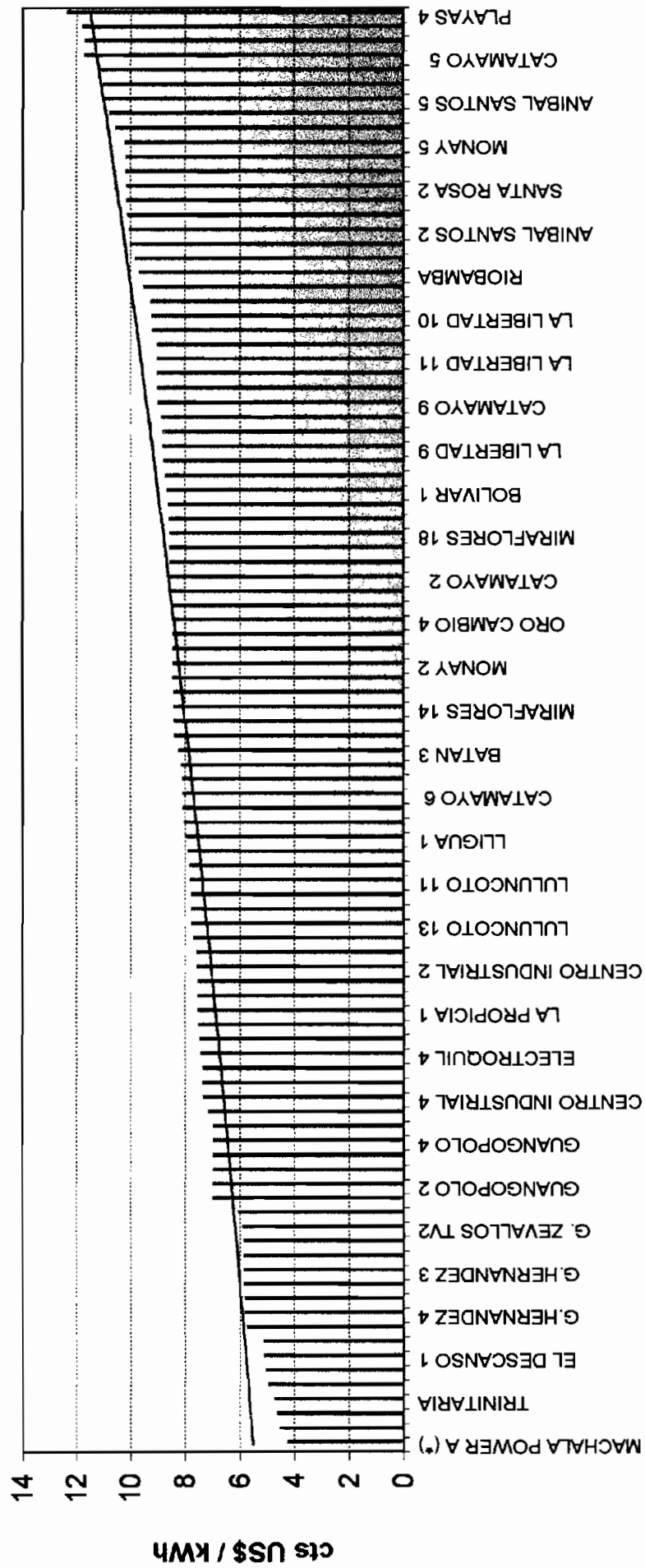
TOTAL POTENCIA DISPONIBL 1.285,20

OBSERVACIONES

- Valores mal calculados y bajo observación
- Valores observados, que requieren justificación
- Empresas que no realizaron la declaración de Costos Variables de Producción para el mes de diciembre de 2002.

(*) Declaración provisional mientras el CONELEC regula la declaración para unidades que operan con gas natural. Rendimiento en BTU/kWh

Comparación de Costos Variables de Producción de las Unidades Termoeléctricas
(Período: 26 al 31 de Diciembre del 2002)



Unidades Generadoras

Empresa Eléctrica Regional Manabí S. A. (EMELMANABI)

MES : Julio 2002

COSTOS VARIABLES DE UNIDAD GENERAL MOTOR (Unidad Miraflores No.10)

	# 10
1. Generación Bruta (GB)	16.000.000,00
2. Costos de combustible (CC) en US\$ / kWh	0,05805471
$CC = \frac{PC}{RC}$	
PC = Precio promedio del Galón de DIESEL (US\$)	0,70246200
RC = Rendimiento Medio de la unidad (kWh / galón)	12,10
3. Costos de transporte de Combustible (CTC) en US\$ / kWh	0,00049587
$CTC = \frac{PGT}{RC}$	
PGT = Precio del Transporte por Galón (US\$ / galón)	0,0060
RC = Rendimiento Medio de la Unidad (kWh/galón)	12,10
4. Costos de Lubricantes, Productos Químicos y Otros Insumos (CLYO) en US\$ / kWh.	0,00399654
$CLYO = \frac{\sum (P_{Ui} \times MC_i)}{GB}$	
P _{ui} = Precio unitario del insumo "i"	
Lubricante (Aceite de Caprinus HPD 40) USD / Gln	4,86
Químico (Inhibidor de Corrosión) USD / Gln	12,65
Otros Insumos (Valores incluidos en el ítem 7- OIM)	0,00
MC _i = Consumo del Insumo durante el ciclo operativo	
Lubricante (Aceite de Caprinus HPD 40) USD / Gln	12.550,00
Químico (Inhibidor de Corrosión) USD / Gln	233,33
Otros Insumos (Valores incluidos en el ítem 7- OIM)	0,00
GB = Generación Bruta (kWh).	16.000.000,00

5. Costo del Agua Potable (CAP) en US\$ / kWh	0,00001667
$CAP = \frac{PA \times CAA}{GB}$	
PA = Precio del Agua Potable US\$/ m3	2,00
CAA = Consumo de Agua Potable en un ciclo operativo (m3)	133,33
GB = Generación Bruta estimada kWh	16.000.000,00
6. Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (CEE) en US\$/kWh.	0,00000000
$CEE = \frac{(CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVLAM)}{(1 - CAX / GB)} \times \frac{CAX}{GB}$	
CAX = Consumo de Energía para Servicios Auxiliar de la Unidad durante un Ciclo Operativo (kWh)	0,00
GB = Generación Bruta kWh	16.000.000,00
7. Costos de Mantenimiento (CM) en US\$/ kWh.	0,00178691
$CM = \frac{(RPTM + OIM + MOAM)}{GB}$	
RPTM = Valor de los repuestos para Mantenimiento Programado en un ciclo Operativo US\$.	17.933,05
OIM = Valor de Otros Insumos para Mantenimientos Programado en un ciclo Operativo US\$.	2.088,31
MOAM = Valor de la Mano de Obra adicional a ser contratada para un ciclo Operativo US\$.	8.569,19
GB = Generación Bruta kW	16.000.000,00
8. Costos Variables (CV) en US\$ / kWh	0,05435070
$CV = CC + CTC + CLYO + CAP + CEE + CM$	

METODOS USADOS PARA OBTENER LA RECUPERACION DE CAPITAL

DATOS DE GENERADORA;

Empresa : HIDROAGOYAN

Costo Unitario de Inversión = 1240 US\$ / kW

Potencia Instalada = 160 MW

Inversión Inicial C (US\$) = 198.400.000,00

Tasa de Descuento Anual = 11,2%

AÑOS	ANUALIDAD SIN RENTABILIDAD	ANUALIDAD CON RENTABILIDAD DEL 11.2% A = P [A/P, i%, n]	METODO DEL FONDO DE AMORTIZACION	
			Cargo por depreciación	Fondos por d al principio del año
			d = F [A/F, i%, n]	Di = (Di-1 * 1,112) + d
1			110.579,90	-
2	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	110.579,90
3	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	233.544,75
4	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	370.281,66
5	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	522.333,11
6	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	691.414,32
7	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	879.432,63
8	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	1.088.508,98
9	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	1.321.001,89
10	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	1.579.534,00
11	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	1.867.021,71
12	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	2.186.708,05
13	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	2.542.199,25
14	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	2.937.505,46
15	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	3.377.085,98
16	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	3.865.899,51
17	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	4.409.460,15
18	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	5.013.899,59
19	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	5.686.036,25
20	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	6.433.452,21
21	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	7.264.578,76
22	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	8.188.791,48
23	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	9.216.516,03
24	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	10.359.345,72
25	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	11.630.172,35
26	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	13.043.331,55
27	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	14.614.764,59
28	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	16.362.198,12
29	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	18.305.344,21
30	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	20.466.122,66
31	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	22.868.908,30
32	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	25.540.805,93
33	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	28.511.956,10
34	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	31.815.875,08
35	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	35.489.832,99
36	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	39.575.274,19
37	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	44.118.284,80
38	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	49.170.112,60
39	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	54.787.745,11
40	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	61.034.552,47
41	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	67.981.002,24
42	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	75.705.454,40
43	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	84.295.045,19
44	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	93.846.670,15
45	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	104.468.077,11
46	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	116.279.081,65
47	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	129.412.918,69
48	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	144.017.745,49
49	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	160.258.312,89
50	3.968.000,00	22.331.379,90	110.579,90	178.317.823,83
51	3.968.000,00	22.331.379,90	-	198.400.000,00
	198.400.000,00	1.116.568.995,06		

**EMPRESA DE GENERACION TERMOELECTRICA GUAYAS, ELECTROGUAYAS S.A.
INGRESOS Y COSTOS DE OPERACIÓN EN EL 2002, US\$ Dólares**

DESCRIPCION	AÑO 2002
ENERGIA GENERADA BRUTA (MWh)	1.560.574,67
ENERGIA CONSUMO INTERNO (MWh)	98.489,20
ENERGIA NETA PROGRAMADA (MWh)	1.462.085,47
POTENCIA REMUNERABLE (MW)	270,44
ENERGIA VENTA CONTRATO (MWh)	954.507,86
ENERGIA VENTA SPOT (MWh)	606.785,77
POTENCIA VENTA EN CONTRATO (MW)	178,74
POTENCIA SPOT (MW)	91,70
INGRESOS	
ENERGIA EN CONTRATO	48.986.069,40
ENERGIA SPOT	40.901.880,37
POTENCIA CONTRATO	12.064.601,03
POTENCIA SPOT	6.190.851,97
REMUNERACIONES	8.819.886,41
DEDUCCIONES	-167.319,46
COMPRA PARA CUBRIR CONTRATOS	-4.027.592,41
OTROS INGRESOS OPERACIONALES	
TOTAL INGRESOS (USD)	112.768.377,31
INGRESOS (cUSD / kWh)	7,22
COSTOS VARIABLES	
COMBUSTIBLE BUNKER	56.186.425,90
TRANSPORTACION BUNKER Y DIESEL	3.293.805,66
VERIFICACION BUNKER	-
COMBUSTIBLE DIESEL	-
LUBRICANTES	56.812,73
PRODUCTOS QUIMICOS	467.288,96
CONTROL AMBIENTAL	-
MANTENIMIENTO	13.105.716,77
TOTAL COSTOS VARIABLES (USD)	73.110.050,02
COSTO UNIT VARIAB PRESUPUEST (cUSD / kWh)	4,68
MARGEN DE CONTRIBUCION	39.658.327,29
GASTOS OPERATIVOS	
PERSONAL	3.424.793,93
ADMINISTRACION CENTRAL	2.371.731,29
SUMINISTROS Y MATERIALES	67.958,28
DEPRECIACION	8.116.085,15
SERVICIOS VARIOS	285.252,75
IMPREVISTOS	-
TOTAL GASTOS OPERATIVOS (USD)	14.266.821,40
GASTOS OPERATIVOS (cUSD / kWh)	0,91
UTILIDAD OPERATIVA	25.392.505,89
INGRESOS Y GASTOS NO OPERATIVOS	
SEGUROS	1.850.401,19
CENACE Y CONELEC-CONTRIBUCIONES	927.973,05
GASTOS FINANCIEROS	3.364.501,95
INGRESOS FINANCIEROS	-226.203,10
INTERES DEUDA	4.231.282,92
AMORTIZACION DIFER CAMBIARIO	13.710.092,76
TOTAL INGRESOS Y GASTOS NO OPERAT. (USD)	23.858.048,77
GASTOS NO OPERATIVOS (cUSD/kWh)	1,53
OTROS INGRESOS Y EGRESOS	
OTROS EGRESOS	134.447,78
OTROS INGRESOS	1.996.713,47
TOTAL OTROS INGRESOS Y EGRESOS (USD)	-1.862.265,69
OTROS INGRESOS Y EGRESOS (cUSD/kWh)	-0,12
TOTAL GASTOS OPERAT. Y NO OPERAT. (USD)	
GASTOS OPERAT Y NO OPERAT. (cUSD / kWh)	36.123.870,17
	2,44
TOTAL GASTOS	109.371.654,50
UTILIDAD (PERDIDAS)	3.396.722,81

FUENTE: Fondo de Solidaridad - Ing. José Layana

REPORTE ACUMULADO MENSUAL DE GENERADORES

FEBRERO 2002

ANEXO 17

			FACTURACION POR ENERGIA								
			REPORTE DE ENERGIA DE GENERADORES				REPORTE DE INGRESOS DE GENERADORES				
GENERADORES	TIPO		Generación NETA	Energía CONTRATADA	Energía Comprada en el M.O. para cumplir contratos	Energía Recibida para Consumo de AUXILIARES	Generación VENDIDA en el Mercado Ocasional	Ingreso por Generación VENDIDA en el Mercado Ocasional	Pago por Energía Comprada en el M.O. Para cumplir contratos	Ingreso por Generación Obligada	Ingreso por Generación Forzada
TIPO / Combustible			kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	USD	USD	USD	USD
DR. de PASADA	HID										
HIDROAG	Agua	P	59.238.216,00	3.472.000,00	220.150,00	8.769,600	55.986.366,00	3.235.568,91	12.664,51	0,00	0,00
EECOTOP	Agua	P	2.390.800,00	0,00	0,00	0,000	2.390.800,00	145.100,39	0,00	0,00	0,00
MAAPQ	Agua	P	3.133.375,20	0,00	0,00	0,000	3.133.375,20	196.270,63	0,00	0,00	0,00
DR. de EMBALSE	HEM										
PAUTE	Agua	E	191.212.493,42	39.805.852,80	495.817,87	0,00	151.902.458,49	8.439.017,08	32.151,52	0,00	0,00
HNACION	Agua	E	44.573.056,11	29.153.881,82	8.863.326,43	174.003,09	24.457.065,24	1.459.111,58	560.178,28	0,00	0,00
HPUCARA	Agua	E	20.551.417,65	0,00	0,00	0,00	20.551.417,65	1.254.802,58	0,00	0,00	0,00
ERM. de VAPOR	TBV										
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	171.917.856,00	0,00	0,00	59.910,20	171.917.856,00	10.036.410,03	0,00	0,00	0,00
ERMOESMERALDAS	Bunker	BV	81.815.360,00	0,00	0,00	6.040,00	81.815.360,00	4.334.728,87	0,00	0,00	0,00
ERM. con MCI	TDM										
MELRIOS	Diesel	D	1.502.795,23	0,00	0,00	0,00	1.502.795,23	95.537,97	0,00	0,00	0,00
MELMANABI	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERMICAS de GAS	TG										
OC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	45.551.730,00	0,00	0,00	59.180,00	45.551.730,00	2.831.419,18	0,00	2.225,18	0,00
ELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	49.807.040,00	0,00	0,00	5.840,00	49.807.040,00	2.845.754,38	0,00	3.204,67	0,00
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	19.508.210,00	0,00	0,00	72.500,00	19.508.210,00	1.250.038,29	0,00	102.948,83	0,00
T O T A L			758.003.164,49	72.431.734,62	9.579.294,29	386.222,89	695.325.288,69	40.151.655,69	804.994,31	126.211,84	0,00

Tipos de Centrales de las Empresas Generadoras consideradas	P	Central Hidroeléctrica de Pasada
	E	Central Hidroeléctrica con Embalse
	BV	Central /unidad termoeléctrica a vapor (Opera con Bunker)
	D	Central /unidad termoeléctrica: motor de combustion interna a Diesel
	G	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Gas Natural)
	DG	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Diesel)
N	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Nafta)	

REPORTE ACUMULADO MENSUAL
FEBRERO 2002

							REPORTE ENERGETICO DE GENERADORES				
GENERADORES	TIPO	Pago por CONSUMO de AUX	Pago a la Generación Obligada	Pago a la Generación Forzada	Reliquida ción por Energía	PRPD	RSF	RPF	RAP	A&P	
TIPO / Combustible		USD	USD	USD	USD	kW	kW	kW	kW		
HIDR. de PASADA	HID										
GHIDROAG	Agua	P	505,00	0,00	0,00	0,00	117.834,00	0,00	-100,19	0,00	0,00
GEECOTOP	Agua	P	0,00	0,00	0,00	0,00	4.631,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMAAPQ	Agua	P	0,00	0,00	0,00	0,00	10.544,65	0,00	0,00	0,00	0,00
HIDR. de EMBALSE	HEM										
GPAUTE	Agua	E	0,00	0,00	0,00	0,00	437.761,00	35.905,53	11.696,92	0,00	0,00
GHNACION	Agua	E	10.839,36	21,29	0,00	0,00	164.035,71	0,00	0,00	0,00	0,00
GHPUCARA	Agua	E	0,00	0,00	0,00	0,00	63.753,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERM. de VAPOR	TBV										
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	3.066,45	1,95	0,00	0,00	270.420,00	0,00	-3.813,35	0,00	0,00
TERMOESMERALDAS	Bunker	BV	349,02	7,14	0,00	0,00	109.663,00	0,00	-3.845,38	0,00	0,00
TERM. con MCI	TDM										
EMELRIOS	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00	4.062,56	0,00	-51,35	0,00	0,00
EMELMANABI	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERMICAS de GAS	TG										
EDC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	3.019,68	11,70	0,00	0,00	81.539,91	0,00	-1.009,38	0,00	0,00
GELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	288,91	0,28	0,00	0,00	79.308,95	0,00	-2.297,01	0,00	0,00
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	4.051,92	2,00	0,00	0,00	96.256,89	0,00	0,00	0,00	0,00
T O T A L			22.120,33	44,36	0,00	0,00	1.630.192,16	35.905,53	51,18	0,00	0,00

REPORTE ACUMULADO MENSUAL

FEBRERO 2002

FACTURACION POR POTENCIA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

GENERADORES		TIPO	Ingreso por RSF y RRO	Ingreso por RPF	Ingreso por Reemplazos	Ingreso por A&P	Ingreso por Reactivos	PR de Contratos	PR del Mercado Ocasional	Ingreso por PR del Mercado Ocasional	Reliquidación por Reactivos	Reliquidación por Potencia
TIPO / Combustible			USD	USD	USD	USD	USD	KW	KW	USD	USD	USD
HIDR. de PASADA	HID											
GHIDROAG	Agua	P	0,00	-546,04	0,00	0,00	0,00	0,00	117.834,00	642.195,30	0,00	0,00
GEECOTOP	Agua	P	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.631,00	25.238,95	0,00	0,00
EMAAPQ	Agua	P	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.544,65	57.468,34	0,00	0,00
HIDR. de EMBALSE	HEM											
GPAUTE	Agua	E	195.685,14	63.748,21	0,00	0,00	0,00	0,00	437.781,00	2.385.797,45	0,00	0,00
GHNACION	Agua	E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	164.035,71	893.994,62	0,00	0,00
GHPUCARA	Agua	E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63.753,00	347.453,85	0,00	0,00
TERM. de VAPOR	TBV											
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	0,00	-20.782,76	0,00	0,00	0,00	0,00	270.420,00	1.473.789,00	0,00	0,00
TERMOESMERALDAS	Bunker	BV	0,00	-20.857,32	0,00	0,00	0,00	0,00	109.663,00	597.663,35	0,00	0,00
TERM. con MCI	TDM											
EMELRIOS	Diesel	D	0,00	-279,86	0,00	0,00	0,00	0,00	4.082,56	22.140,95	0,00	0,00
EMELMANABI	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERMICAS de GAS	TG											
EDC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	0,00	-5.501,09	0,00	0,00	0,00	0,00	81.539,91	444.392,51	0,00	0,00
GELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	0,00	-12.518,70	0,00	0,00	0,00	0,00	79.308,85	432.233,78	0,00	0,00
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96.256,89	524.600,05	0,00	0,00
T O T A L			48.431.201,73	278,90	0,00	1.073,52	0,00	0,00	1.690.192,16	8.884.847,27	0,00	0,00

**REPORTE ACUMULADO MENSUAL
FEBRERO 2002**

GENERADORES		TIPO	Reliquida ción Total	Descuento por Convenios de Contratos	INGRESO TOTAL POR ENERGIA	INGRESO TOTAL POR POTENCIA	INGRESOS TOTALES
TIPO / Combustible			USD	USD	USD	USD	USD
HIDR. de PASADA	HID						
GHIDROAG	Agua	P	0,00	-35.152,50	3.222.399,40	641.649,28	3.828.896,16
GEECOTOP	Agua	P	0,00		145.100,39	25.238,95	170.339,34
EMAAPQ	Agua	P	0,00		196.270,63	57.468,34	253.738,97
HIDR. de EMBALSE	HEM						
GPAUTE	Agua	E	0,00	-289.134,00	8.406.865,56	2.645.230,80	10.762.962,36
GHNACION	Agua	E	0,00	-19.828,70	888.072,66	893.994,62	1.762.240,58
GHPUCARA	Agua	E	0,00		1.254.802,58	347.453,85	1.602.256,43
TERM. de VAPOR	TBV						
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	0,00		10.033.341,62	1.453.006,24	11.488.347,86
TERMOESMERALDAS	Bunker	BV	0,00		4.334.372,71	576.706,03	4.911.078,74
TERM. con MCI	TDM						
EMELRÍOS	Diesel	D	0,00		95.537,97	21.861,09	117.399,06
EMELMANABI	Diesel	D	0,00		0,00	0,00	0,00
TERMICAS de GAS	TG						
EDC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00		0,00	0,00	0,00
GELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	0,00		2.830.612,97	438.891,42	3.269.504,38
GELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	0,00		2.648.669,86	419.715,08	3.268.384,94
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	0,00		1.348.933,30	524.600,05	1.873.533,35
T O T A L			0,00	-344.113,20	39.650.708,43	9.081.684,82	48.388.180,06

REPORTE ACUMULADO MENSUAL DE GENERADORES

JULIO 2002

ANEXO 18

			REPORTE DE ENERGIA DE GENERADORES					FACTURACION POR ENERGIA		
			REPORTE DE ENERGIA DE GENERADORES					REPORTE ECONOMICO DE GENERADORES		
GENERADORES		TIPO	Generación NETA	Energía CONTRATADA	Energía Comprada en el M.O. para cumplir contratos	Energía Recibida para Consumo de AUXILIARES	Generación VENDIDA en el Mercado Ocasional	Ingreso por Generación VENDIDA en el Mercado Ocasional	Pago por Energía Comprada en el M.O. Para cumplir contratos	Ingreso por Generación Obligada
TIPO / Combustible			kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	USD	USD	USD
HIDR. de PASADA		HID								
GHIDROAG	Agua	P	92.247.937,80	56.506.799,67	407.450,80	11.966,400	36.148.588,93	449.107,79	5.445,29	0,00
GEECOTOP	Agua	P	4.614.300,00	0,00	0,00	0,000	4.614.300,00	67.162,59	0,00	0,00
EMAAPQ	Agua	P	2.372.235,60	1.244.494,80	104.947,40	0,000	245.183,00	3.085,41	2.161,48	0,00
HIDR. de EMBALSE		HEM								
GPAUTE	Agua	E	583.084.174,67	383.051.526,98	0,00	0,00	200.012.647,69	2.427.564,99	0,00	0,00
GHNACION	Agua	E	62.902.941,41	52.418.846,22	5.122.094,33	118.014,18	15.606.189,52	418.305,02	52.772,38	0,00
GHPUCARA	Agua	E	7.231.493,14	4.387.980,12	0,00	0,00	2.843.513,02	85.107,87	0,00	0,00
TERM. de VAPOR		TBV								
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	61.945.694,80	31.294.171,63	407.903,48	196.182,00	31.059.526,84	936.935,25	8.989,19	1.928.180,70
TERMOESMERALDAS	Bunker	BV	50.456.720,00	3.944.785,11	154.799,34	84.030,00	46.666.734,23	828.162,73	2.287,69	1.532.164,45
TERM. con MCI		TDM								
EMELRIOS	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELMANABI	Diesel	D	9.024,00	0,00	0,00	0,00	9.024,00	604,84	0,00	0,00
TERMICAS de GAS		TG								
EDC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	1.091.337,50	0,00	0,00	286.572,59	1.091.337,50	60.943,95	0,00	4.465,04
GELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	0,00	0,00	0,00	125.880,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T O T A L			878.946.083,52	632.848.604,63	6.197.095,35	822.626,17	351.307.069,13	5.651.567,71	71.656,03	3.980.554,23

Tipos de Centrales de las Empresas Generadoras consideradas	P	Central Hidroeléctrica de Pasada
	E	Central Hidroeléctrica con Embalse
	BV	Central /unidad termoeléctrica a vapor (Opera con Bunker)
	D	Central /unidad termoeléctrica: motor de combustion interna a Diesel
	G	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Gas Natural)
	DG	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Diesel)
N	Central /unidad termoeléctrica de gas (Opera con Nafta)	

REPORTE ACUMULADO MENSUAL
JULIO 2002

							REPORTE ENERGETICO DE GENERADORES				
GENERADORES	TIPO	Ingreso por Generación Forzada	Pago por CONSUMO de AUXILIARES	Pago a la Generación Obligada	Pago a la Generación Forzada	Reliquida ción por Energía	PRPD	RSF	RPF	RAP	
TIPO / Combustible		USD	USD	USD	USD	USD	kW	kW	kW	kW	
HIDR. de PASADA	HID										
GHIDROAG	Agua	P	0,00	150,96	64,74	0,00	0,00	117.834,00	0,00	-149,53	0,00
GEECOTOP	Agua	P	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.631,00	0,00	0,00	0,00
EMAAPQ	Agua	P	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.292,97	0,00	0,00	0,00
HIDR. de EMBALSE	HEM										
GPAUTE	Agua	E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	437.761,00	22.899,17	587,92	0,00
GHNACION	Agua	E	0,00	1.359,07	624,04	0,00	0,00	194.026,00	0,00	0,00	0,00
GHPUCARA	Agua	E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63.753,00	0,00	-23,97	0,00
TERM. de VAPOR	TBV										
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	0,00	3.331,33	882,93	0,00	0,00	233.832,58	0,00	-390,07	0,00
TERMOESMERALDAS	Bunker	BV	0,00	931,76	258,35	0,00	0,00	115.527,00	12,03	-4,05	0,00
TERM. con MCI	TDM										
EMELRIOS	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELMANABI	Diesel	D	20,84	0,00	0,00	0,00	0,00	12,19	0,00	0,00	0,00
TERMICAS de GAS	TG										
EDC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	895,77	3.372,85	1.416,67	0,00	0,00	155.718,00	0,00	-20,13	0,00
GELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	0,00	1.660,76	598,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T O T A L			7.075,86	10.806,72	3.845,24	0,00	0,00	1.638.271,90	22.911,20	0,17	0,00

REPORTE ACUMULADO MENSUAL
JULIO 2002

FACTURACION POR POTENCIA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

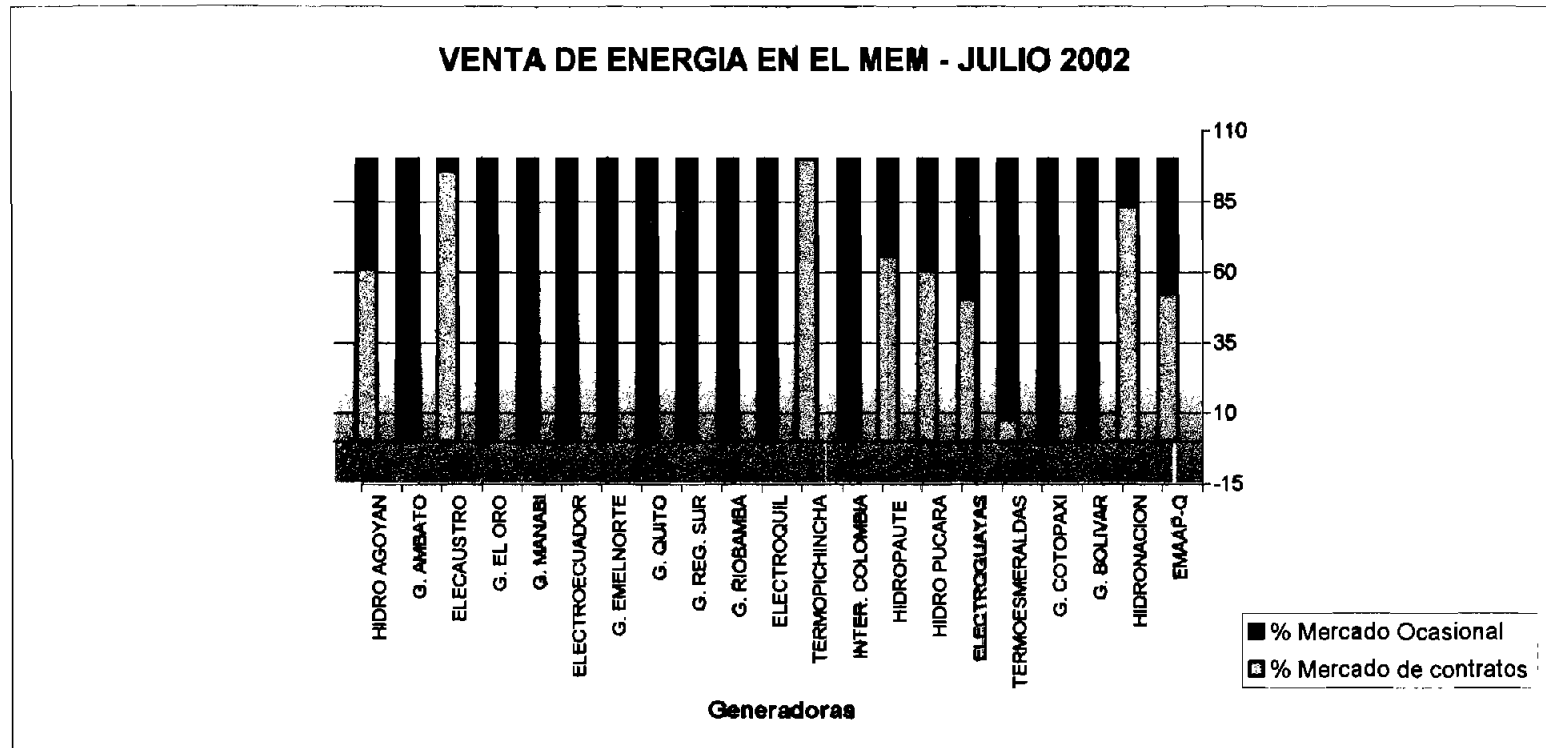
REPORTE ECONOMICO DE GENERADORES

GENERADORES		TIPO	A&P	Ingreso por PRPD	Ingreso por RSF y RRO	Ingreso por RPF	Ingreso por Reemplazos	Ingreso por A&P	Ingreso por Reactivos	PR de Contratos	PR del Mercado Ocasional
TIPO / Combustible				USD	USD	USD	USD	USD	USD	KW	KW
HIDR. de PASADA		HID									
GHIDROAG	Agua	P	0,00	671.653,80	0,00	-852,32	0,00	0,00	0,00	0,00	117.834,00
GEECOTOP	Agua	P	0,00	26.396,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.631,00
EMAAPQ	Agua	P	0,00	18.769,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.292,97
HIDR. de EMBALSE		HEM									
GPAUTE	Agua	E	0,00	2.495.237,70	130.525,27	3.351,14	0,00	0,00	0,00	0,00	437.761,00
GHNACION	Agua	E	0,00	1.105.948,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	194.026,00
GHPUCARA	Agua	E	0,00	363.392,10	0,00	-136,63	0,00	0,00	0,00	0,00	63.753,00
TERM. de VAPOR		TBV									
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	0,00	1.332.845,71	0,00	-2.223,40	0,00	0,00	0,00	0,00	233.832,58
TERMOESMERALDAS	Bunker	BV	0,00	658.503,90	68,58	-23,09	0,00	0,00	0,00	0,00	115.527,00
TERM. con MCI		TDM									
EMELRIOS	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMELMANABI	Diesel	D	0,00	69,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,19
TERMICAS de GAS		TG									
EDC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	0,00	887.592,60	0,00	-114,74	0,00	0,00	0,00	0,00	155.718,00
GELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T O T A L			0,00	8.768.149,84	14.251.906,59	0,96	0,00	840,16	0,00	0,00	1.538.271,90

**REPORTE ACUMULADO MENSUAL
JULIO 2002**

GENERADORES		TIPO	Ingreso por PR del Mercado Ocasional	Descuento Gen. Hidro No Escindida Decreto 2233	Pago por Cargos Variables de Transmisión	Reliquida ción Total	Descuento por Convenios de Contratos	Descuento por Acuerdos de Potencia en Contratos del Fondo	INGRESO TOTAL POR ENERGIA	INGRESO TOTAL POR POTENCIA	INGRESOS TOTALES
TIPO / Combustible			USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
HIDR. de PASADA		HID									
GHIDROAG	Agua	P	871.653,80	0,00	0,00	0,00		421.797,04	443.446,80	670.801,48	892.451,24
GECOTOP	Agua	P	26.396,70	60.446,33	0,00	0,00		0,00	67.162,59	-34.049,63	33.112,96
EMAAPQ	Agua	P	18.769,93	0,00	0,00	0,00	-18.769,93	0,00	923,93	18.769,93	923,93
HIDR. de EMBALSE		HEM									
GPAUTE	Agua	E	2.495.237,70	0,00	0,00	0,00	-55.116,29	1.618.563,55	2.427.584,99	2.629.114,11	3.382.999,26
GHNACION	Agua	E	1.105.948,20	0,00	0,00	0,00	-5.663,73	0,00	363.549,53	1.105.948,20	1.463.814,00
GHPUCARA	Agua	E	363.392,10	0,00	0,00	0,00		221.806,43	85.107,87	363.255,47	226.564,91
TERM. de VAPOR		TBV									
ELECTROGUAYAS	Bunker	BV	1.332.845,71	0,00	0,00	0,00		911.634,66	2.851.912,50	1.330.622,31	3.270.909,15
TERMOESMERALDAS	Bunker	BV	658.503,90	0,00	0,00	0,00		451.168,45	2.356.849,38	658.549,39	2.564.239,32
TERM. con MCI		TDM									
EMELRIOS	Diesel	D	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
EMELMANABI	Diesel	D	69,48	0,00	0,00	0,00		0,00	625,68	69,48	695,16
TERMICAS de GAS		TG									
EDC-MPOWER	Gas Natural	G	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
GELECTROQUIL 1 y 2	Diesel	DG	887.592,60	0,00	0,00	0,00		0,00	61.535,24	887.477,86	949.013,10
GELECTROQUIL 3 y 4	Diesel	DG	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGYCORP(VICT II)	Nafta	N	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	-2.259,27	0,00	-2.259,27
T O T A L			8.768.149,84	60.446,33	0,00	0,00	-79.569,95	3.624.972,13	9.452.889,81	8.839.138,48	14.587.486,21

ANEXO 19



Referencia : Mercados PPA y Ocas-CENACE

Los sobrecostos derivados de las restricciones operativas serán asignados a cada uno de los Agentes del MEM y/o el Transmisor que los provoquen, los mismos que servirán para compensar a los generadores que entraron sobre el despacho económico. Para realizar la asignación se utilizará la siguiente metodología:

- Aquellas restricciones que hayan sido calificadas por parte del CENACE como restricciones globales, valoradas a nivel horario, los sobrecostos se asignarán a los Distribuidores y Grandes Consumidores en proporción a su energía retirada del MEM en dicha hora.
- Aquellas restricciones que hayan sido calificadas por parte del CENACE como restricciones regionales, que se relacionen con falta de capacidad de transformación y/o transporte de las instalaciones de la Empresa Nacional de Transmisión, así como por niveles inadecuados de voltaje en las barras de entrega a los Distribuidores y/o Grandes Consumidores, los sobrecostos producidos por la generación forzada serán asignados en forma total a la Empresa Nacional de Transmisión.
- Si por restricciones presentes en las redes de subtransmisión de algún Distribuidor o por incrementar la estabilidad de su sistema regional, se requiere la presencia de generación forzada, todo el sobrecosto asociado será asignado a la correspondiente Empresa Distribuidora y/o Grandes Consumidores, que hayan solicitado al CENACE que se les provea de dicha generación forzada.

Asignación de los Sobrecostos por Restricciones por Mantenimiento.

- Cuando por mantenimientos programados, la indisponibilidad de uno o varios elementos del Sistema Nacional de Transmisión ocasione generación forzada, serán las Empresas Distribuidoras y los Grandes Consumidores, quienes paguen este sobrecosto en forma proporcional a la energía retirada del MEM durante el lapso de tiempo del mantenimiento, pago que inicialmente se realizará por el período de tiempo establecido en la consignación del mantenimiento aprobado por el CENACE, hasta cuando el CONELEC realice la normalización de los tiempos máximos de mantenimiento anual para cada uno de los elementos del Sistema Nacional de Transmisión. Si el mantenimiento se realiza en un tiempo mayor a los establecidos, el sobrecosto adicional de la generación forzada por este sobretiempo, será asignada a la Empresa Nacional de Transmisión, salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constitutivos de fuerza mayor o caso fortuito.
- Los mantenimientos correctivos de uno o varios elementos del Sistema Nacional de Transmisión que ocasionen generación forzada, el costo de tal generación se asignará en forma total a la Empresa Nacional de Transmisión causante de la restricción, salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constitutivos de fuerza mayor o caso fortuito.
- Si por necesidad de mantener perfiles adecuados de voltaje en el Sistema Nacional de Transmisión se requiere modificar la ubicación de los tap's de los transformadores del sistema y, si ésto demanda la presencia de generación forzada, el sobrecosto correspondiente será asignado a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en forma proporcional a su energía retirada del MEM, durante el periodo de tiempo que demande el proceso de cambio de los tap's.
- Los mantenimientos preventivos o correctivos de uno o varios elementos de los sistemas eléctricos de los Distribuidores que ocasionen generación forzada, el sobrecosto de tal generación será asignada al Agente Distribuidor que lo provoque.
- Los sobrecostos de cualquier generación forzada que no esté contemplada en los casos anteriores, será asignada al Agente del MEM ó el Transmisor, que provoque la restricción operativa correspondiente, previo estudio del CENACE.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO

ASIGNACIÓN DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN - PRPD

PERÍODO DE OPERACIÓN DEL MEM
OCTUBRE 2002 - SEPTIEMBRE 2003

EMPRESA	UNIDAD	PRPD	PRPD ACUMULADA	ASIGNACIÓN
HIDROAGOYAN	AGOYAN	79,757	79,757	Anual
HIDRONACION	M. LANIADO	125,720	205,477	Anual
HIDROPAUTE	PAUTE	443,202	648,679	Anual
HIDROPUCARA	PUCARA	50,243	698,922	Anual
ELECAUSTRO	SAUCAY	19,396	718,318	Anual
ELECAUSTRO	SAYMIRIN	11,066	729,384	Anual
AMBATO	AMBATO_H	0,674	730,058	Anual
BOLIVAR	BOLIVAR_H	0,794	730,852	Anual
COTOPAXI	COTOPAXI_H	4,170	735,022	Anual
QUITO	QUITO_H1	12,687	747,709	Anual
QUITO	QUITO_H2	47,652	795,361	Anual
EMPRESA METROP. DE A.P.	EMAAP-Q	9,618	804,979	Anual
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	127,361	932,340	Anual
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	72,499	1.004,839	Anual
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	72,377	1.077,216	Anual
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR_H	1,631	1.078,847	Anual
RIOBAMBA	RIOBAMBA_H	9,143	1.087,990	Anual
REGIONAL NORTE	RNORTE_H1	7,703	1.095,693	Anual
REGIONAL NORTE	RNORTE_H2	3,379	1.099,072	Anual
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	131,104	1.230,176	Anual
ELECTROECUADOR	V. A.SANTOS	32,319	1.262,495	Anual
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL1	3,789	1.266,284	Anual
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL2	3,789	1.270,073	Anual
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL3	7,578	1.277,651	Anual
ELECTROECUADOR	V.GUAYAQUIL4	7,578	1.285,229	Anual
MACHALA POWER	MACHALA POWER B (*)	67,206	1.352,435	Anual
MACHALA POWER	MACHALA POWER A (*)	67,206	1.419,641	Anual
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	2,320	1.421,961	Anual
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	3,205	1.425,166	Anual
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	3,064	1.428,230	Anual
QUITO	G.HERNANDEZ 4	5,156	1.433,386	Anual
QUITO	G.HERNANDEZ 2	3,698	1.437,084	Anual
QUITO	G.HERNANDEZ 3	5,162	1.442,246	Anual
QUITO	G.HERNANDEZ 5	3,357	1.445,603	Anual
QUITO	G.HERNANDEZ 6	5,171	1.450,774	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	4,494	1.455,268	Anual
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	44,100	1.499,368	Anual
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	45,338	1.544,706	Anual
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	44,100	1.588,806	Anual
ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	2,628	1.591,434	Anual
ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	2,628	1.594,062	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	4,466	1.598,528	Anual
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	44,100	1.642,628	Anual
AMBATO	LLIGUA 1	1,256	1.643,884	Anual
AMBATO	LLIGUA 2	1,674	1.645,558	Anual
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	45,080	1.690,638	Anual
QUITO	LULUNCOTO 13	2,552	1.693,190	Anual
QUITO	LULUNCOTO 11	2,552	1.695,742	Anual
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	4,898	1.700,640	Anual

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO

ASIGNACIÓN DE POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN - PRPD

PERÍODO DE OPERACIÓN DEL MEM
OCTUBRE 2002 - SEPTIEMBRE 2003

EMPRESA	UNIDAD	PRPD	PRPD ACUMULADA	ASIGNACIÓN
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	5,039	1.705,679	Anual
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	5,008	1.710,687	Anual
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	4,826	1.715,513	Anual
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	4,919	1.720,432	Anual
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	4,878	1.725,310	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	1,441	1.726,751	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	1,798	1.728,549	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	1,787	1.730,336	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	1,786	1.732,122	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	1,798	1.733,920	Anual
ELECAUSTRO	MONAY 2	0,877	1.734,797	Anual
ELECAUSTRO	MONAY 3	0,877	1.735,674	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	1,786	1.737,460	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	1,787	1.739,247	Anual
REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	1,236	1.740,483	Anual
ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA - PASCUALES	17,531	1.758,014	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	1,581	1.759,595	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	1,798	1.761,393	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	1,700	1.763,093	Anual
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	1,787	1.764,880	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	0,930	1.765,810	Anual
BOLIVAR	BOLIVAR 1	0,840	1.766,650	Anual
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 2	33,150	1.799,800	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	2,046	1.801,846	Anual
PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	3,040	1.804,886	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	2,046	1.806,932	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	2,046	1.808,978	Anual
RIOBAMBA	RIOBAMBA	1,857	1.810,835	Anual
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 1	19,540	1.830,375	Anual
ELECTROGUAYAS	VICTORIA II	98,829	1.929,204	Anual
ELECAUSTRO	MONAY 6	1,598	1.930,802	Anual
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	16,453	1.947,255	Anual
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	16,793	1.964,048	Anual
TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	17,348	1.981,396	Anual
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 5	17,352	1.998,748	Anual
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 6	17,352	2.016,100	Anual
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS 3	13,678	2.029,778	Anual
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	18,564	2.048,342	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	1,209	2.049,551	Anual
REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	1,209	2.050,760	Anual
PENINSULA STA. ELENA	PLAYAS 4	0,651	2.051,411	Anual
EEQ	INTERCONEXION 138	24,158	2.075,569	Anual

ANEXO 22

DETERMINACIÓN DEL PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA REMUNERACIÓN	
EQUIPAMIENTO EQUIVALENTE: TURBINA DE GAS DE CICLO ABIERTO	
DATOS DEL EQUIPAMIENTO:	
CAPACIDAD INSTALADA (MW)	90
POTENCIA FIRME (MW)	81
INVERSIÓN TOTAL DE LA PLANTA (MILES US\$-INSTALADO)	36.000
VIDA ÚTIL (AÑOS)	15
TASA DE DESCUENTO ANUAL	11,2%
DESEMBOLSO ANUAL PROMEDIO REQUERIDO (MILES USD\$)	5.062
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$)	720
COSTO TOTAL ANUAL (MILES US\$)	5.782
COSTO MEDIO ANUAL (US\$/kW)	71,38
CÁLCULO DEL DIVIDENDO MENSUAL	
VIDA ÚTIL (MESES)	180
TASA DE DESCUENTO MENSUAL	0,889%
DESEMBOLSO MENSUAL PROMEDIO REQUERIDO (MILES USD\$)	402
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$)	60
COSTO TOTAL ANUAL (MILES US\$)	462
COSTO MEDIO MENSUAL (US\$/kW)	5,70

variables	
90:	MW
400:	costo por kW
15:	período del proyecto
11,20%:	interés capital propio
0,889%:	interés mensual
2%:	% operación y mantenimiento

FUENTE: CONELEC-TARIFAS

23/12/02

COSTOS DE ARRANQUE - PARADA DE UNIDADES TURBO VAPOR
(REGULACIÓN No. CONELEC - 004/00)

NOVIEMBRE 2001 - OCTUBRE 2002

ANEXO 23

DATOS GENERALES

$$\begin{aligned}
 n &= 30 \\
 i &= 11,2\% \\
 A &= 0,25 \\
 FRC &= 0,11684 \\
 CAP &= \frac{A * FRC * I * C}{8760}
 \end{aligned}$$

Vida útil media en años
Tasa de descuento fijada en pliego tarifario vigente
Porcentaje de la inversión total afectado en el proceso de arranque
Factor de recuperación de capital
Costo de Arranque y Parada

C =	Tiempo en horas de funcionamiento equivalente al arranque - parada		
	48h < t < 360h	360h < t < 720h	> 720 h
	40	45	50

COSTOS DE ARRANQUE - PARADA

AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	INVERSION (*) ACTUALIZADA (USD)	COSTO ARRANQUE - PARADA (USD)		
				48h < t < 360h	360h < t < 720h	> 720 h
TERMOESMERALDAS	C.T. ESMERALDAS		110.778.500,00	14.774,94	16.621,81	18.468,68
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS	TV2	21.027.074,00	2.804,46	3.155,02	3.505,57
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS	TV3	21.027.074,00	2.804,46	3.155,02	3.505,57
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	TV1	136.978.456,00	18.269,33	20.552,99	22.836,66
ELECTROECUADOR (**)	GUAYAQUIL	V1	1.280.932,56	170,84	192,20	213,55
ELECTROECUADOR	GUAYAQUIL	V2	847.178,58	112,99	127,12	141,24
ELECTROECUADOR	GUAYAQUIL	V3	2.449.637,39	326,72	367,56	408,40
ELECTROECUADOR	GUAYAQUIL	V4	1.868.764,91	249,24	280,40	311,56
ELECTROECUADOR	ANIBAL SANTOS	TV1	3.279.431,28	437,39	492,06	546,74

(*) ELECTROGUAYAS es la única empresa que realizó la declaración para el período noviembre 2001 - octubre 2002

(**) ELECTROECUADOR utiliza en su declaración $i = 12,5\%$. Este valor ha sido reemplazado por el fijado en el pliego tarifario vigente

Costos de Producción de Reactivos

Los costos de producción de la potencia y energía reactivas se calcularán en base a costos fijos y costos variables declarados por los Agentes propietarios.

COSTOS FIJOS

Precio Unitario de la Potencia Reactiva:

El precio unitario de la potencia reactiva será declarado por el Agente propietario y corresponderá al costo unitario mensual del capital y los costos fijos de operación y mantenimiento únicamente de los equipos que funcionan para producir potencia reactiva, se incluirá también la parte proporcional de equipos auxiliares que se utilicen exclusivamente para este tipo de operación de producción de reactivos. Con este costo declarado se remunerará la potencia reactiva, podrá ser reajustado mensualmente y estará sujeto a la verificación por parte del CENACE.

La fórmula a aplicarse:

$$PUPRRm = A * FRCm * \left(1 - \frac{PRa}{PEa} \right) * (PPI)$$

donde :

- PUPRRm = Precio Unitario de Potencia Reactiva Remunerable mensual (US\$/kVAR/mes)
- A = Porcentaje de la inversión total del equipamiento, considerando aquellos destinados exclusivamente para el control de voltaje.
- FRCm = Factor de recuperación del capital mensual
- PRa = Potencia Remunerable activa Puesta a Disposición calculada por el CENACE en base al Art. 16 del MEM (MW)
- PEa = Potencia Efectiva activa (MW)
- PPI = Precio por kW instalado utilizado en el cálculo del precio unitario de potencia activa definido por el CONELEC de acuerdo con el Art. 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

El Factor de Recuperación mensual del Capital (FRCm) se calcula con la siguiente expresión:

$$FRCm = \frac{FRC}{12}$$

Donde FRC es el Factor de Recuperación anual de Capital que se calcula con la siguiente expresión:

$$FRC = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

n = vida útil media en años.

i = tasa de interés anual para dólares americanos

los parámetros n e i se establecen, de acuerdo al equipamiento:

	Compensadores Síncronos	Equipo estático (capacitores, reactores, SVC)
<i>n</i>	15 años	30 años
<i>i</i>	fijada por el CONELEC en el pliego tarifario vigente	

La declaración de los costos fijos se la efectuará en dólares americanos.

El CENACE calculará junto con la programación estacional los valores que por la Potencia Reactiva Remunerable Disponible, corresponden pagar a los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores. Dichos valores serán revisados en las actualizaciones trimestrales que efectúe el CENACE a dicha programación.

COSTOS VARIABLES

Se entenderá por costo variable aquel que cambia en función del período de operación u horas de funcionamiento del compensador sincrónico o del equipo estático destinado exclusivamente para el control de voltaje.

a) Componentes del Costo Variable

Para el cálculo de los componentes de los costos variables se define:

GER, Generación Reactiva, estimada para un ciclo operativo, basada en la estadística operativa o información del fabricante. El ciclo operativo se considera entre dos mantenimientos mayores. En el caso de los generadores, se tomará en cuenta la la generación de reactivos solamente cuando opera como compensador síncrono

En la determinación de los costos variables se tomarán en cuenta los siguientes rubros:

- Consumo de energía eléctrica activa para la producción de reactivos y para sistemas auxiliares relacionados a dicha producción.
- Lubricantes, químicos, agua y otros insumos para operación
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, que consideran valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos. Solo se considerarán los mantenimientos que sean necesarios debido al desgaste o deterioro de los equipos usados exclusivamente para la producción de potencia reactiva.
- Combustible utilizado en arranque de la unidad generadora para operar como compensador sincrónico.

b) Cálculo de los Costos Variables (US\$ / kVARh)

- **Costo de energía eléctrica consumida, CEEC, (US\$ / kVARh)**

$$CEEC = PEE * REA$$

donde :

PEE = Precio medio de la energía eléctrica para un consumidor en media tensión, de la Empresa Distribuidora que tenga la concesión en la zona donde se encuentra el Generador, en dólares americanos / kWh

REA = Rendimiento del equipo, (kWh / kVARh), sobre la energía eléctrica activa consumida y referido a la producción de energía reactiva. Se calculará dividiendo la energía activa consumida anual para la energía reactiva anual generada (GER), cuando opera como compensador sincrónico.

El precio medio de la energía eléctrica PEE será liquidado por el CENACE en el mes correspondiente. Por lo tanto, el Agente Generador únicamente consignará en su declaración el rendimiento del equipo REA expresado en kWh / kVARh

- **Costos de Lubricantes, Químicos, Agua y Otros Insumos CLQYO (US\$ / kVARh)**

$$CLQYO = \frac{\sum_{i=1}^n (PU_i * MC_i)}{GER_m}$$

donde :

PU = Costo unitario de cada insumo "i"

MC = Magnitud de consumo mensual de cada insumo "i"

GER = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (kVARh)

- **Costos de Mantenimiento, CM, (US\$ / kVARh)**

$$CM = \frac{RPTM + OIM + MOAM}{GER_m}$$

donde :

RPTM = Valor de los repuestos para mantenimientos programados en el ciclo operativo.

OIM = Valor de otros insumos para mantenimientos programados en el año.

MOAM = Mano de obra adicional contratada para los mantenimientos.

GERa = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (kVARh)

- **Costo de Combustible, CC, (US \$ / kVARh)**

El costo de combustible consumido en los arranques de la unidad para operar como compensador síncrono, referido a la producción de energía reactiva, durante el ciclo operativo.

- **Costo Variable, CV, (US\$ / kVARh)**

El Costo Variable, de la energía reactiva en \$ / kVARh, será igual a la suma de los diferentes costos señalados en los numerales anteriores, esto es:

$$CV = CEEC + CLQYO + CM$$

ANEXO 25

APLICACIÓN DEL DECRETO 2233 - REMUNERACIÓN ANUAL A ELEPCOSA

MERCADO DE CONTRATOS

EMPRESAS	Promedio Ponderado del Kwh en Contratos (2002) US\$/ kWh
HIDROAGOYAN	0,021005902
EMAAP-Q	0,021570143
HIDROPAUTE	0,024343331
HIDRONACION	0,04085928
HIDROPUCARA	0,021005902
PROMEDIO	0,025756912

GENERACION NETA MENSUAL		90% de la G NETA	Valor promedio del kWh en contratos	Ingreso mensual al valor promedio de la energía en contratos
Meses	kWh	kWh	US\$/ kWh	US\$
Ene-02	2.318.300,00	2086470	No aplicable	
Feb-02	2.390.800,00	2151720	No aplicable	
Mar-02	2.672.600,00	2.405.340,00	0,025756912	61.954,13
Abr-02	3.061.000,00	2.754.900,00	0,025756912	70.957,72
May-02	4.267.600,00	3.840.840,00	0,025756912	98.928,18
Jun-02	4.339.100,00	3.905.190,00	0,025756912	100.585,63
Jul-02	4.614.300,00	4.152.870,00	0,025756912	106.965,11
Ago-02	4.895.700,00	4.406.130,00	0,025756912	113.488,30
Sep-02	3.276.800,00	2.949.120,00	0,025756912	75.960,22
Oct-02	2.460.100,00	2.214.090,00	0,025756912	57.028,12
Nov-02	4.502.400,00	4.052.160,00	0,025756912	104.371,13
Dic-02	3.592.200,00	3.232.980,00	0,025756912	83.271,58
TOTAL ANUAL	42.390.900,00			873.510,12

DECRETO 2233	US\$	Observaciones:
Ingreso Anual por P y E en el Mercado Ocasional	750.071,57	Considera la remuneración de solo el 10% de la Gnetá en el MO desde Marzo del 2002
Ingreso anual por energía neta al valor promedio de la energía en contratos	873.510,12	Considera la remuneración de el 90% de la Gnetá desde Marzo del 2002
INGRESO TOTAL ANUAL POR P y E EN EL MO	1.623.581,69	Considera la remuneración de el 10% de la Gnetá en el MO mas la remuneración de el 90% de Gnetá restante pero valorizada con el valor promedio de los precios de la energía en contratos de las generadoras hidro restantes consideradas

ANEXO 26

Precios Medios US\$ ¢/kWh en Mercado de Contratos

Año	2002
Tipo de Empresa	Generador

Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Ponderado
Elecaastro	4,43	4,68	4,73	4,88	5,08	4,39	5,14	5,10	5,16	5,34	5,30	5,36	4,96
Electroguayas	4,90	4,97	5,48	7,35	7,32	8,30	8,18	7,30	7,06	6,85	5,89	5,91	6,21
EMAAP-Q			4,42	4,50	4,50	4,50	-	-	-	-	-	4,50	2,16
Hidroagoyán	2,27	2,34	2,16	2,24	2,21	2,14	2,20	2,01	2,38	2,15	1,71	1,73	2,10
Hidronación	3,92	3,95	3,93	3,90	3,92	3,93	3,91	3,97	4,44	4,10	4,39	4,27	4,09
Hidropaute	2,70	2,94	2,99	2,36	2,20	2,48	2,22	2,17	2,90	2,58	2,23	2,54	2,43
Termoesmeraldas	4,79	4,84	6,31	6,43	6,39	8,91	16,70	6,34	6,91	6,71	5,79	5,80	6,10
Termopichincha	8,46	8,67	8,81	11,32	17,06	12,18	14,01	11,08	11,44	12,19	10,42	10,14	10,46
Total general	3,90	3,98	4,04	3,44	3,23	3,37	2,93	3,20	4,38	4,28	3,56	3,96	3,65

FUENTE: ING.JORGE MENDIETA - CONELEC

NOVEDADES ACERCA DE GENERACION NETA Y POTENCIA REMUNERABLE EN EL 2002

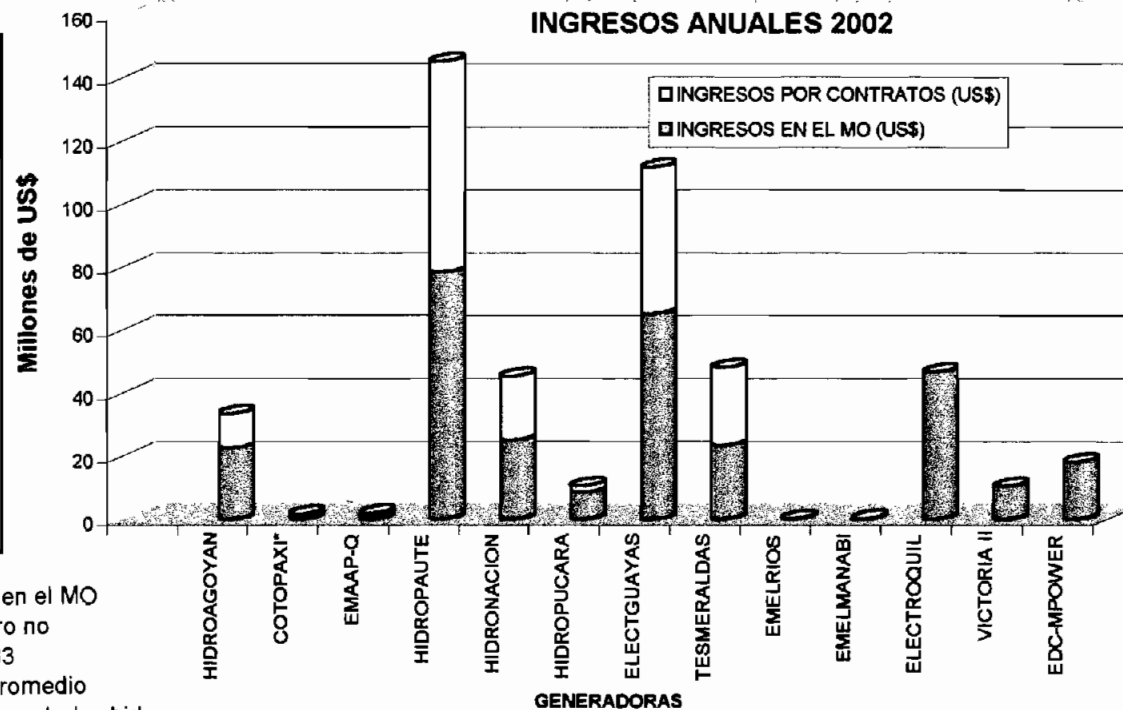
FUENTE: GENACE-DTC: REPORTES ACUMULADOS MENSUALES DE GENERACION NETA POR UNIDAD (MWh) Y DE FACTURACION POR POTENCIA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS POR CENTRAL (MW).

		GENERACION NETA (Gnet)	POTENCIA REMUNERABLE (PR)	
EMAAPQ	EL CARMEN RECUPER	Genera todo el año	Sobre los 10MW ene feb y mar,	
		Solo genera Nov un día y Oct todo el mes	otros meses bajo y alrededor de los 8 MW	
GEELRIOS	LOSRS-U1	Solo genera Enero y Febrero	Posee PR solo Enero y Febrero	
	LOSRS-U2			
	LOSRS-U3			
	LOSRS-U4			
ENGYCORP	G732ENGY	Genera: ene, feb, mar y sept normalmente Genera un día: ago y oct respectivamente	Posee PR en : ene, feb, mar, abr, sept, oct, nov y dic	
GEECOTOP	HILU1-U1	Generación normal todo el año de las unidades 1 de las centrales Illuchi 1 y 2	GEECOTOP (Elepcosa) es remunerado por PR todo el año. Su PR es de 4,631 MW de ene a sept y de 4,71 MW de oct a dic.	
	HILU1-U2			
	HILU1-U3			
	HILU1-U4			
	HILU2-U1			
	HETDO-U1			
	HETDO-U2			
GEEMANAB	MANBI-U3	<i>Mensualmente</i>	<i>PR a remunerar (MW)*</i>	
	MANBI-U7	<i>ene</i> No genera	<i>ene</i> No tiene PR	
	MANBI-U8	<i>feb</i> No genera	<i>feb</i> No tiene PR	
	MANBI-U9	<i>mar</i> Generan 2 días las Us 12 y 13	<i>mar</i> 0,01826	
	MANBI-10	<i>abr</i> Generan las Us 11 y 12 pocos días	<i>abr</i> 0,02153	
	MANBI-11	<i>may</i> No genera	<i>may</i> No tiene PR	
	MANBI-12	<i>jun</i> No genera	<i>jun</i> No tiene PR	
	MANBI-13	<i>jul</i> Genera 4 días la U 13	<i>jul</i> 0,01219	
	MANBI-14	<i>ago</i> Generan las unidades 9 10 11* 12* 13	<i>ago</i> 13,81642	
	MANBI-15	<i>sep</i> Generan las unidades 11 y 12	<i>sep</i> 2,17187	
	MANBI-16	<i>oct</i> Generan las unidades 9, 11* y 12*	<i>oct</i> 0,93929	
	MANBI-18	<i>nov</i> Generan las unidades 9, 10, 12* Y 13	<i>nov</i> 0,60537	
	MANBI-22	<i>dic</i> Generan las unidades 9, 10*, 12* y 13*	<i>dic</i> 0,34361	
	MANBI-00	* Unidades que más generaron, las demas operaron pocos días EN EL MES	* Ver ANEXO 3 sobre disponibilidad	
	GELCQUIL	EQUIL-U1 EQUIL-U2 EQUIL-U3 EQUIL-U4	Jul, nov y dic solo generan las unidades 3 y 4. Los restantes meses del año generan las cuatro unidades	Posee PR todo el año, entre 146 y 174 MW
	GELTGYS	GNZEVTV4	<i>Mensualmente</i>	PASCUALES TRINITARIA G ZEAVALLOS
		GNZEVTV2	<i>ene</i> Operan TV2,TV3 y Trinitaria	0 125,73 144,30559
GNZEVTV3		<i>feb</i> Operan TV2,TV3 y Trinitaria	0 125,73 144,69	
TRINITAR		<i>mar</i> Operan TV2,TV3 y Trinitaria	0 125,73 144,69	
GASPASCU		<i>abr</i> Opera 6 d TG4 y normalmente tv2,tv3 y trinit	0 125,73 141,75044	
		<i>may</i> Operan normalmente tv2,tv3	0 125,73 140,80405	
		<i>jun</i> Operan normalmente tv3 y trinitaria	0 125,73 144,69	
		<i>jul</i> Operan normalmente tv3 y trinitaria	0 125,73 108,10258	
		<i>agos</i> Opera 1 d TG4 y normalmente tv2,tv3 y trinit	0 125,73 138,41982	
		<i>spt</i> Operan TV2,TV3 y Trinitaria	0 121,50963 137,89248	
		<i>oct</i> Operan TV2,TV3 y Trinitaria	17,531 123,17978 144,876	
		<i>nov</i> Operan TV2,TV3 y Trinitaria	17,531 131,104 144,876	
		<i>dic</i> Opera 1 d TG4 y normalmente tv2,tv3 y trinit	17,531 131,104 144,876	
TERMOESME	VAPESMER	Generación continua todos los meses, excepto Abril	Posee PR todo el año entre 87 y 127 MW	
MPOWER	MACH 1	<i>Mensualmente</i>	<i>PR a remunerar (MW)</i>	
	MACH 2	<i>ago</i> Mach 1 genera 6 días	<i>ago</i> 0 MW	
	MACH 3	<i>sep</i> Operan normalmente Mach 1 y 2	<i>sep</i> 0 MW	
		<i>oct</i> Operan normalmente Mach 1 y 2	<i>oct</i> 128,16086 MW	
		<i>nov</i> Operan normalmente Mach 1 y 2	<i>nov</i> 128,3844 MW	
		<i>dic</i> Operan normalmente Mach 1 y 2	<i>dic</i> 127,99025 MW	

RESUMEN ANUAL 2002

EMPRESAS	INGRESOS EN EL MO (US\$)	INGRESOS POR CONTRATOS (US\$)
HIDROAGOYAN	22.587.440,84	10.893.973,36
COTOPAXI*	750.071,57	873.510,12
EMAAP-Q	863.109,42	1.031.475,39
HIDROPAUTE	78.447.692,82	66.845.670,17
HIDRONACION	25.010.368,81	20.394.685,03
HIDROPUCARA	8.489.349,76	2.174.224,46
ELECTGUAYAS	65.234.215,81	46.490.323,86
TESMERALDAS	23.491.035,07	24.615.551,98
EMELRIOS	205.095,77	0,00
EMELMANABI	246.191,05	0,00
ELECTROQUIL	46.700.916,86	0,00
VICTORIA II	10.555.788,75	0,00
EDC-MPOWER	18.225.764,89	0,00

* Elepcosa (COTOPAXI S.A.) solo posee ingresos en el MO por el 10% de su G NETA, al tener generación hidro no escindida, en cumplimiento de la Reforma No.2233 El 90% de GNETA restante se remunera al valor promedio del precio de la energía en contratos de el resto de centrales hidro

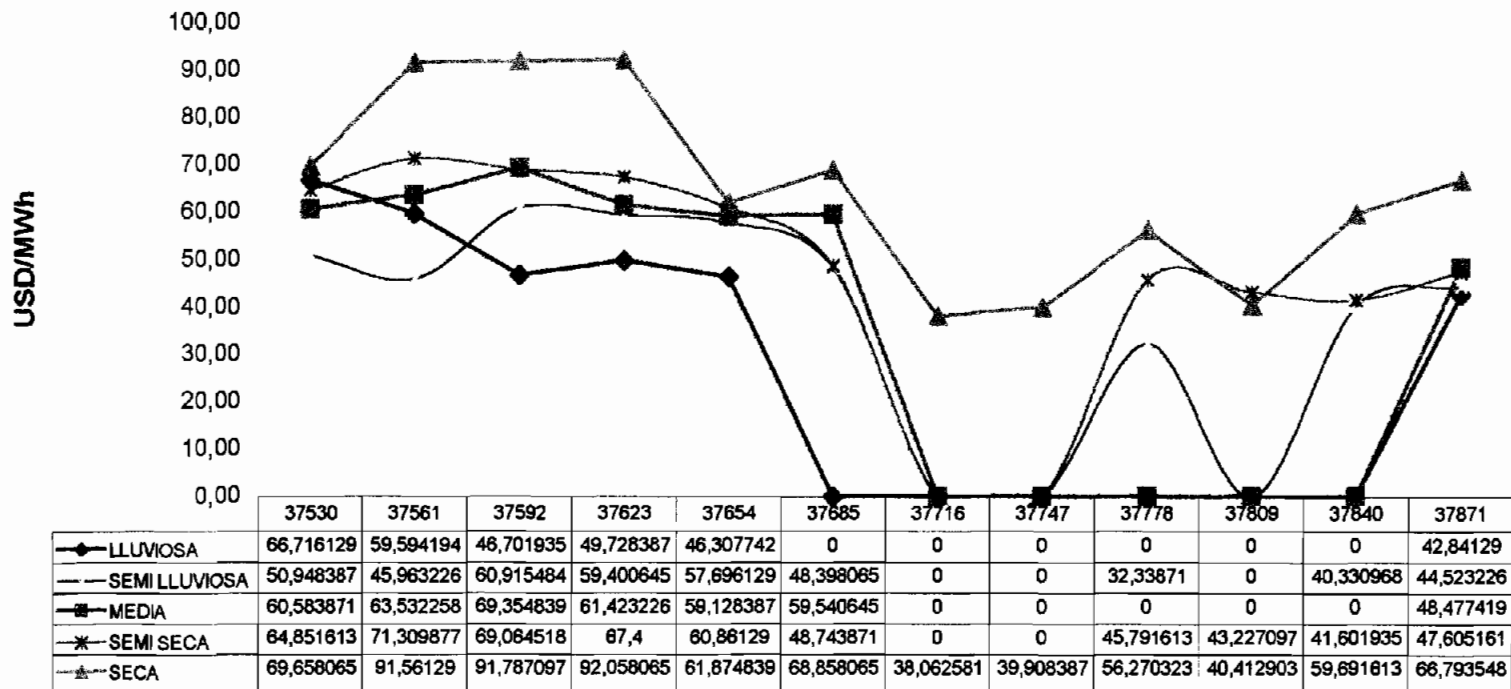


CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
DIRECCION DE PLANEAMIENTO
 PLAN DE OPERACION DEL MEM OCTUBRE/2002 - SEPTIEMBRE/2003

ANEXO 29

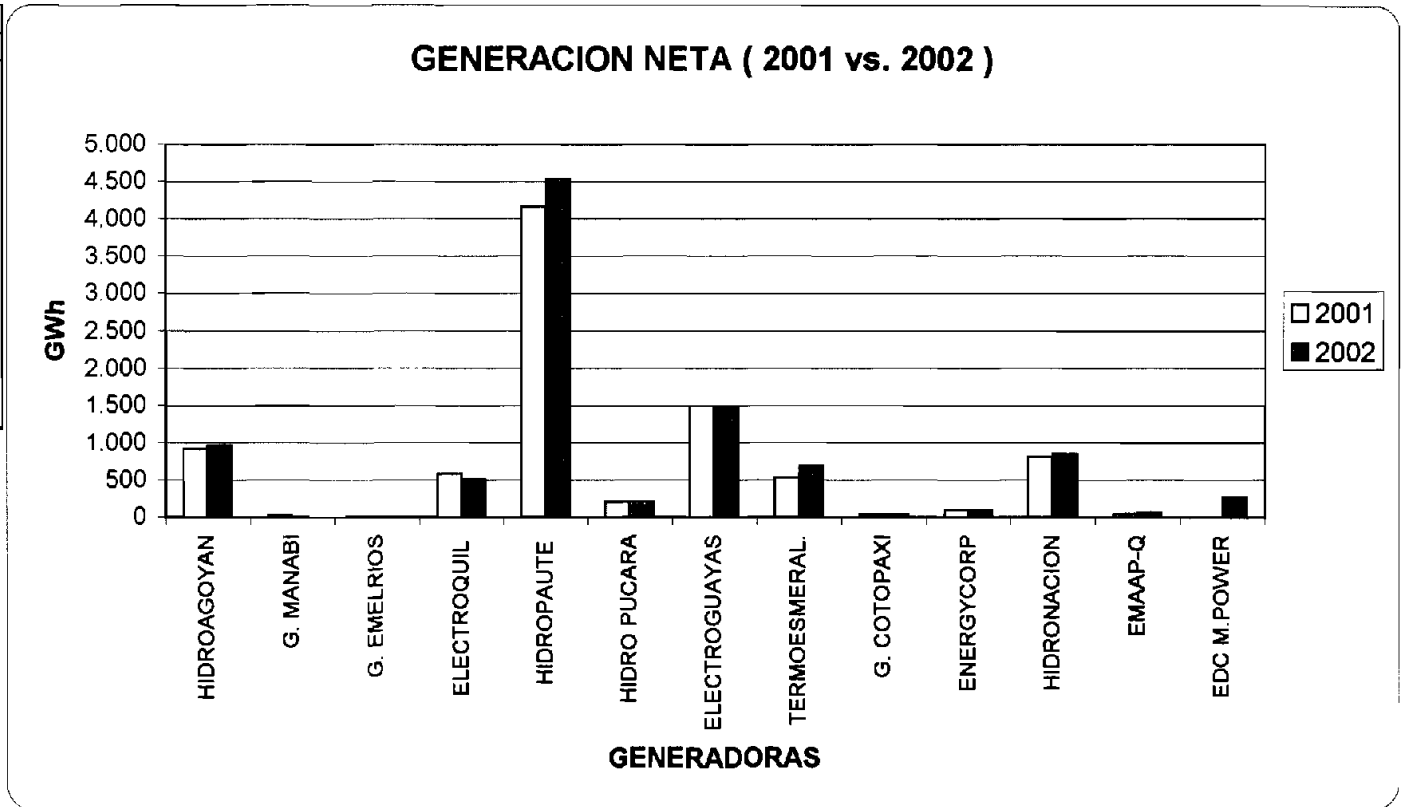
Cuadro No.8

VALOR DEL AGUA EMBALSE AMALUZA (PAUTE)



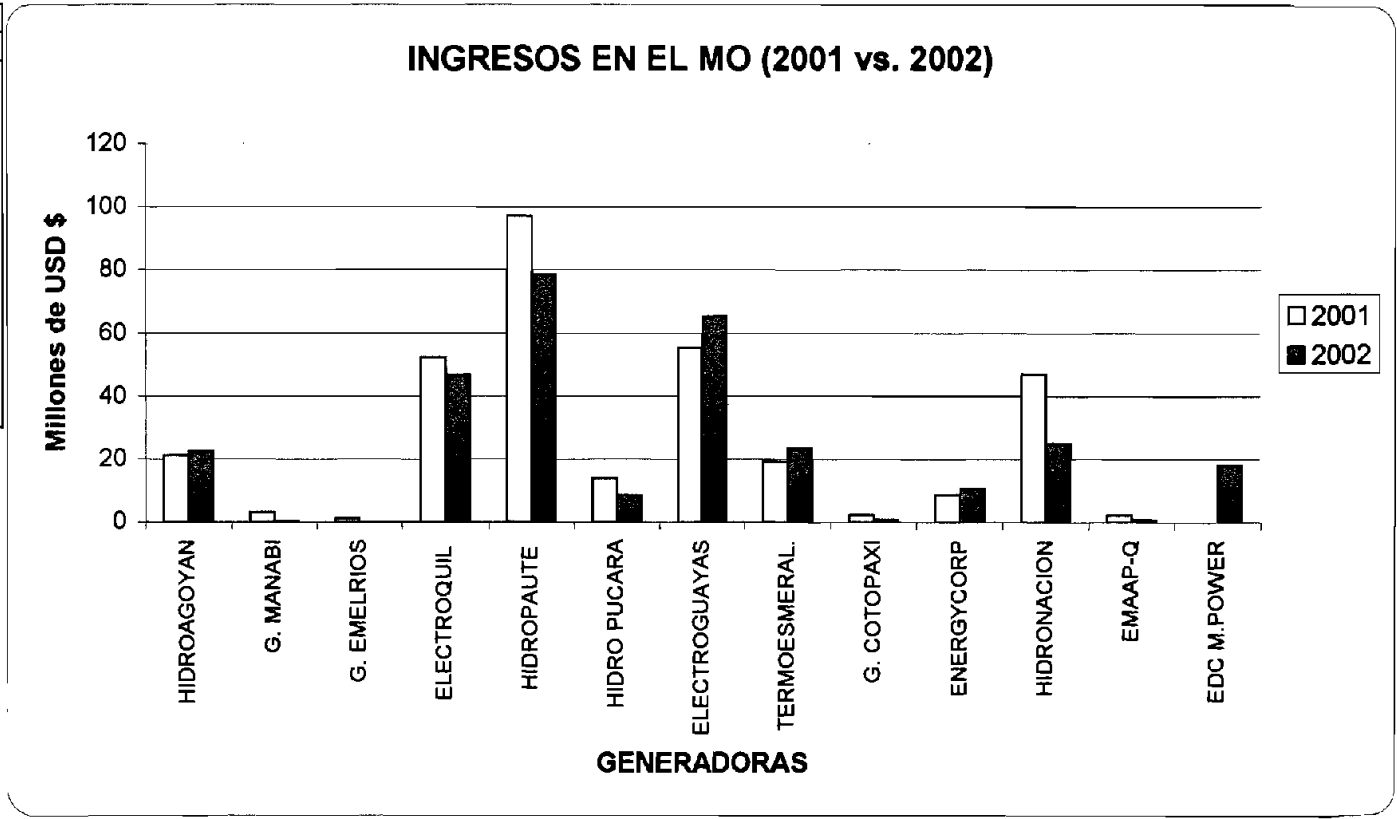
GENERACION NETA DE ENERGIA (GWh) - 2001 vs. 2002

GENERADORAS	GENERACION NETA (GWh)	
	2001	2002
HIDROAGOYAN	919,190	968,11
G. MANABI	23,668	1,82
G. EMELRIOS	10,982	2,52
ELECTROQUIL	582,567	503,71
HIDROPAUTE	4.163,674	4.532,20
HIDRO PUCARA	209,154	218,41
ELECTROGUAYAS	1.501,646	1.462,09
TERMOESMERAL.	532,110	695,90
G. COTOPAXI	37,850	42,39
ENERGYCORP	104,121	92,73
HIDRONACION	808,105	849,81
EMAAP-Q	42,643	66,52
EDC M.POWER		268,56



INGRESOS EN EL MERCADO OCASIONAL (US \$) - 2001 VS. 2002

GENERADORAS	INGRESOS EN EL MO (US\$)	
	2001	2002
HIDROAGOYAN	21.280.649,411	22.587.440,841
G. MANABI	2.976.294,465	246.191,052
G. EMELRIOS	1.198.741,937	206.096,766
ELECTROQUIL	52.275.686,590	46.700.916,865
HIDROPAUTE	97.163.434,653	78.447.692,821
HIDRO PUCARA	13.903.805,391	8.489.349,758
ELECTROGUAYAS	55.497.996,873	65.234.215,807
TERMOESMERAL.	19.125.610,881	23.491.035,070
G. COTOPAXI	2.142.094,508	750.071,573
ENERGYCORP	8.726.549,944	10.556.788,745
HIDRONACION	46.898.414,914	25.010.368,807
EMAAP-Q	2.233.658,496	863.109,425
EDC M.POWER		18.225.764,89



**CALCULO DE UTILIDADES ANUALES
ACUMULADO ANUAL 2002**
Considera la Anualidad de la Inversión

ANEXO 32

Hoja 1 de 2

Tipo de central		HIDRAULICAS DE PASADA			HIDRAULICAS DE EMBALSE			
		GEN Hidro CHID-1	GEN Hidro CHID-2	GEN Hidro CHID-3	GEN Hidro CHEM-1	GEN Hidro CHEM-2	GEN Hidro CHEM-3	
GENERADOR O EMPRESA		HIDROAGOYAN	Elepcosa COTOPAXI	EMAAP-Q	Paute HIDROPAUTE	(M. Laniado) Daule Peripa HIDRONACION	Pisayambo HIDROPUCARA	
DATOS ADOPTADOS:								
	UNIDADES							
1	Capacidad Instalada	MW	160,00	12,16	23,40	1075,00	213,00	76,00
3	Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	1240	1000	1000	825	1150	1085
4	Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	198.400.000,0	12.160.000,0	23.400.000,0	886.875.000,0	244.950.000,0	82.460.000,0
5	Vida útil (n)	años	50	50	50	50	50	50
6	Tasa de Descuento Anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7	Anualidad	US\$	22.331.379,9	1.368.697,5	2.633.842,2	99.824.307,2	27.570.924,9	9.281.479,8
8	Costos Fijos de O & M	US\$	992.000,0	60.800,0	117.000,0	4.434.375,0	1.224.750,0	412.300,0
9	Costo Total Fijo Anual	US\$	23.323.379,9	1.429.497,5	2.750.842,2	104.258.682,2	28.795.674,9	9.693.779,8
10	Costo Fijo de Potencia	US\$ / kW-año	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38
11	Energía vendida en el MO	GWh	449,497	4,239	18,697	1.786,248	350,668	114,902
12	Energía Contratada	GWh	518,615	38,152	47,820	2.745,954	499,145	103,505
13	Generación Neta de Energía	GWh	968,111	42,391	66,516	4532,202	849,813	218,407
16	Tipo de combustible utilizado		agua	agua	agua	agua	agua	agua
23	Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200
24	Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	1.936.222,80	84.781,80	133.032,25	9.064.404,78	1.699.625,53	436.814,70
26	COSTO TOTAL ANUAL	US\$	25.259.602,70	1.514.279,28	2.883.874,43	113.323.086,98	30.495.300,47	10.130.594,47
27	Costo Total por kWh	ctsUS\$/kWh	2,60916	3,57218	4,33560	2,50040	3,56847	4,63639
28	INGRESO ANUAL por P Y E en el M.O.	US\$	22.587.440,84	750.071,57	863.109,42	78.447.692,82	25.010.368,81	8.489.349,76
29	Promedio Ponderado del Kwh en Contratos	US\$/ kWh	0,0210	0,0258	0,0216	0,0243	0,0409	0,0210
30	INGRESO ANUAL por E CONTRATADA	US\$	10.893.973,36	873.510,12	1.031.475,39	66.845.670,17	20.394.685,03	2.174.224,46
32	INGRESO TOTAL ANUAL (G)	US\$	33.481.414,20	1.623.581,69	1.894.584,81	145.293.362,99	45.405.053,84	10.663.574,22
33	Precio de Venta por kWh	ctsUS\$/kWh	3,45843	3,83002	2,84831	3,20580	5,34295	4,88242
34	Eficiencia Económica		1,33	1,07	0,66	1,28	1,49	1,05
35	Utilidad Neta Anual	US\$	8.221.811,50	109.302,41	-989.289,62	31.970.276,00	14.909.753,38	532.979,74
36	Tasa Anual de Rendimiento	US\$	4,14%	0,90%	-4,23%	3,60%	6,09%	0,65%
37	Rendimiento Acumulado Anual	US\$	15,34%	12,10%	6,97%	14,80%	17,29%	11,85%

**CALCULO DE UTILIDADES ANUALES
ACUMULADO ANUAL 2002**

Considera la Anualidad de la Inversión

Hoja 2 de 2

Tipo de central		TERMICAS DE VAPOR		TERMICAS MCI		TERMICAS DE GAS			
		Turbina de vapor TBV1	Turbina de vapor TBV2	Motor Comb. Inter. TDM1	Motor Comb. Inter. TDM2	Turbina a gas TG1	Turbina a gas TG2	Turbina a gas TG3	
GENERADOR O EMPRESA		Trinitaria y GZTV2y3 ELECTGUAYAS	TESMERALDAS	EMELRIOS	EMELMANABI	Electroquil 1 Y 2 ELECTROQUIL	Energycorp La Barcaza VICTORIA II	EDC-MPOWER	
DATOS ADOPTADOS:		UNIDADES							
1	Capacidad Instalada	MW	279,00	132,50	11,46	50,60	181,00	115,00	140,00
3	Costo Unitario de Inversión	US\$ / KW	900	900	750	750	400	400	567
4	Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	251.100.000,0	119.250.000,0	8595000	37.950.000,0	72.400.000,0	46.000.000,0	79.380.000,0
5	Vida útil (n)	años	20	20	20	20	15	15	15
6	Tasa de Descuento Anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7	Anualidad	US\$	31.945.391,8	15.171.198,6	1.093.471,3	4.828.067,0	10.179.724,2	6.467.780,6	11.161.139,6
8	Costos Fijos de O & M	US\$	10.044.000,0	4.770.000,0	171.900,0	759.000,0	1.448.000,0	920.000,0	1.587.600,0
9	Costo Total Fijo Anual	US\$	41.989.391,8	19.941.198,6	1.265.371,3	5.587.067,0	11.627.724,2	7.387.780,6	12.748.739,6
10	Costo Fijo de Potencia	US\$ / kW-año	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38
11	Energía vendida en el MO	GWh	713,031	292,268	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
12	Energía Contratada	GWh	749,055	403,633					
13	Generación Neta de Energía	GWh	1482,086	695,902	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
16	Tipo de combustible utilizado		bunker	bunker	diesel	diesel	diesel	nafta	gas natural
23	Costo Variable de Energía	US\$/kWh	0,064401	0,048370	0,070412	0,079639	0,070948	0,092471	0,043432
24	Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	94.159.682,33	33.661.023,83	177.420,57	144.839,14	35.737.453,15	8.574.391,73	11.663.876,69
26	COSTO TOTAL ANUAL	US\$	136.149.074,10	53.602.222,43	1.442.791,86	5.731.906,12	47.365.177,35	15.962.172,30	24.412.616,29
27	Costo Total por kWh	ctsUS\$/kWh	9,31197	7,70256	57,25964	315,16629	9,40322	17,21452	9,09030
28	INGRESO ANUAL por P Y E en el M.O.	US\$	65.234.215,81	23.491.035,07	205.095,77	246.191,05	46.700.916,86	10.555.788,75	18.225.764,89
29	Promedio Ponderado del Kwh en Contratos	US\$/ kWh	0,0621	0,0610					
30	INGRESO ANUAL por E CONTRATADA	US\$	46.490.323,86	24.615.551,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	INGRESO TOTAL ANUAL (G)	US\$	111.724.539,67	48.106.587,05	205.095,77	246.191,05	46.700.916,86	10.555.788,75	18.225.764,89
33	Precio de Venta por kWh	ctsUS\$/kWh	7,84145	6,91284	8,13957	13,53666	9,27135	11,38397	6,78656
34	Eficiencia Económica		0,82	0,90	0,14	0,04	0,99	0,66	0,75
35	Utilidad Neta Anual	US\$	-24.424.534,44	-5.495.635,38	-1.237.696,10	-5.485.715,06	-664.260,48	-5.406.383,56	-6.186.851,40
36	Tasa Anual de Rendimiento	US\$	-9,73%	-4,61%	-14,40%	-14,46%	-0,92%	-11,75%	-7,79%
37	Rendimiento Acumulado Anual	US\$	1,47%	6,59%	-3,20%	-3,26%	10,28%	-0,55%	3,41%

CALCULO DE UTILIDADES ANUALES

ACUMULADO ANUAL 2002

Considera la Depreciación de Activos

ANEXO 33

Hoja 1 de 2

Tipo de central		HIDRAULICAS DE PASADA			HIDRAULICAS DE EMBALSE			
		GEN Hidro CHID-1	GEN Hidro CHID-2	GEN Hidro CHID-3	GEN Hidro CHEM-1	GEN Hidro CHEM-2	GEN Hidro CHEM-3	
GENERADOR O EMPRESA		HIDROAGOYAN	Elepcosa COTOPAXI	EMAAP-Q	Paute HIDROPAUTE	(M. Laniado) Daule Peripa HIDRONACION	Pisayambo HIDROPUCARA	
DATOS ADOPTADOS:		UNIDADES						
1	Capacidad Instalada	MW	160,00	12,16	23,40	1075,00	213,00	76,00
3	Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	1240	1000	1000	825	1150	1085
4	Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	198.400.000,0	12.160.000,0	23.400.000,0	886.875.000,0	244.950.000,0	82.460.000,0
5	Vida útil (n)	años	50	50	50	50	50	50
6	Tasa de Descuento Anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7	Depreciación (M. del Fact. de Amortiz.)	US\$	110.579,9	6.777,5	13.042,2	494.307,2	136.524,9	45.959,8
8	Costos Fijos de O & M	US\$	992.000,0	60.800,0	117.000,0	4.434.375,0	1.224.750,0	412.300,0
9	Costo Total Fijo Anual	US\$	1.102.579,9	67.577,5	130.042,2	4.928.682,2	1.361.274,9	458.259,8
10	Costo Fijo de Potencia	US\$ / kW-año	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38
11	Energía vendida en el MO	GWh	449,497	4,239	18,697	1.786,248	350,668	114,902
12	Energía Contratada	GWh	518,615	38,152	47,820	2.745,954	499,145	103,505
13	Generación Neta de Energía	GWh	968,111	42,391	66,516	4532,202	849,813	218,407
16	Tipo de combustible utilizado		agua	agua	agua	agua	agua	agua
23	Costo Variable de Energía	US\$ / kWh	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200	0,00200
24	Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	1.936.222,80	84.781,80	133.032,25	9.064.404,78	1.699.625,53	436.814,70
26	COSTO TOTAL ANUAL	US\$	3.038.802,70	152.359,28	263.074,43	13.993.086,98	3.060.900,47	895.074,47
27	Costo Total por kWh	ctsUS\$/kWh	0,31389	0,35942	0,39550	0,30875	0,36019	0,40982
28	INGRESO ANUAL por P Y E en el M.O.	US\$	22.587.440,84	750.071,57	863.109,42	78.447.692,82	25.010.368,81	8.489.349,76
29	Promedio Ponderado del Kwh en Contratos	US\$/ kWh	0,0210	0,0258	0,0216	0,0243	0,0409	0,0210
30	INGRESO ANUAL por E CONTRATADA	US\$	10.893.973,36	873.510,12	1.031.475,39	66.845.670,17	20.394.685,03	2.174.224,46
32	INGRESO TOTAL ANUAL (G)	US\$	33.481.414,20	1.623.581,69	1.894.584,81	145.293.362,99	45.405.053,84	10.663.574,22
33	Precio de Venta por kWh	ctsUS\$/kWh	3,45843	3,63002	2,84531	3,20580	5,34295	4,85242
34	Eficiencia Económica		11,02	10,66	7,20	10,38	14,83	11,91
METODO de la T.E.R.								
	Depreciación (d) = $C \times [i / (1+i)^n - 1]$	US\$	110.579,90	6.777,48	13.042,19	494.307,21	136.524,93	45.959,77
	Utilidades = $G - (O \& M \text{ fijos} + CTV + d)$	US\$	30.442.611,50	1.471.222,41	1.631.510,38	131.300.276,00	42.344.153,38	9.768.499,74
38	TER = Utilidades / Inversión Inicial	US\$	15,34%	12,10%	6,97%	14,80%	17,29%	11,85%

CALCULO DE UTILIDADES ANUALES

ACUMULADO ANUAL 2002

Considera la Depreciación de Activos

Hoja 2 de 2

Tipo de central		TERMICAS DE VAPOR		TERMICAS MCI		TERMICAS DE GAS			
		Turbina de vapor TBV1	Turbina de vapor TBV2	Motor Comb. Inter. TDM1	Motor Comb. Inter. TDM2	Turbina a gas TG1	Turbina a gas TG2	Turbina a gas TG3	
GENERADOR O EMPRESA		Trinitaria y GZTV2y3	TESMERALDAS	EMELRIOS	EMELMANABI	Electroquil 1 Y 2 ELECTROQUIL	Energycorp La Barcaza VICTORIA II	EDC-MPOWER	
DATOS ADOPTADOS:		UNIDADES							
1	Capacidad Instalada	MW	279,00	132,50	11,46	50,60	181,00	115,00	140,00
3	Costo Unitario de Inversión	US\$ / kW	900	900	750	750	400	400	567
4	Inversión Inicial de la Generadora (C)	US\$	251.100.000,0	119.250.000,0	8595000	37.950.000,0	72.400.000,0	46.000.000,0	79.380.000,0
5	Vida útil (n)	años	20	20	20	20	15	15	15
6	Tasa de Descuento Anual (i)		11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
7	Depreciación (M. del Fact. de Amortiz.)	US\$	3.822.191,8	1.815.198,6	130.831,3	577.667,0	2.070.924,2	1.315.780,6	2.270.579,6
8	Costos Fijos de O & M	US\$	10.044.000,0	4.770.000,0	171.900,0	759.000,0	1.448.000,0	920.000,0	1.587.600,0
9	Costo Total Fijo Anual	US\$	13.866.191,8	6.585.198,6	302.731,3	1.336.667,0	3.518.924,2	2.235.780,6	3.858.179,6
10	Costo Fijo de Potencia	US\$ / kW-año	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38	71,38
11	Energía vendida en el MO	GWh	713,031	292,268	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
12	Energía Contratada	GWh	749,055	403,633					
13	Generación Neta de Energía	GWh	1462,086	695,902	2,520	1,819	503,712	92,725	268,557
16	Tipo de combustible utilizado		bunker	bunker	diesel	diesel	diesel	nafta	gas natural
23	Costo Variable de Energía	US\$ / kWh	0,064401	0,048370	0,070412	0,079639	0,070948	0,092471	0,043432
24	Costo Total Variable Anual (CTV)	US\$	94.159.682,33	33.661.023,83	177.420,57	144.839,14	35.737.453,15	8.574.391,73	11.663.876,69
26	COSTO TOTAL ANUAL	US\$	108.025.874,10	40.246.222,43	480.151,86	1.481.506,12	39.256.377,35	10.810.172,30	15.522.056,29
27	Costo Total por kWh	ctsUS\$/kWh	7,38848	5,78332	19,05564	81,45669	7,79341	11,65831	5,77981
28	INGRESO ANUAL por P Y E en el M.O.	US\$	65.234.215,81	23.491.035,07	205.095,77	246.191,05	46.700.916,86	10.555.788,75	18.225.764,89
29	Promedio Ponderado del Kwh en Contratos	US\$/ kWh	0,0621	0,0610					
30	INGRESO ANUAL por E CONTRATADA	US\$	48.490.323,86	24.615.551,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	INGRESO TOTAL ANUAL (G)	US\$	111.724.539,67	48.108.587,05	205.095,77	246.191,05	46.700.916,86	10.555.788,75	18.225.764,89
33	Precio de Venta por kWh	ctsUS\$/kWh	7,64145	6,91284	8,13957	13,53668	9,27135	11,38397	6,78658
34	Eficiencia Económica		1,03	1,20	0,43	0,17	1,19	0,98	1,17
METODO de la T.E.R.									
	Depreciación (d) = C x [1/(1+i)^n - 1]	US\$	3.822.191,78	1.815.198,60	130.831,30	577.666,98	2.070.924,20	1.315.780,57	2.270.579,60
	Utilidades = G - (O&M fijos + CTV + d)	US\$	3.698.665,56	7.860.364,62	-275.056,10	-1.235.315,06	7.444.539,52	-254.383,56	2.703.708,60
38	TER = Utilidades / Inversión Inicial	US\$	1,47%	6,59%	-3,20%	-3,26%	10,28%	-0,56%	3,41%