



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO
FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS
ESCUELA DE INGENIERÍA FINANCIERA Y COMERCIO EXTERIOR
CARRERA DE INGENIERÍA FINANCIERA
TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERA EN FINANZAS

TEMA:

“ANÁLISIS E INCIDENCIA DE LA APLICACIÓN DEL MANDATO No. 15 EN LAS FINANZAS DE EP PETROECUADOR, GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN EN EL PERÍODO ENERO 2005 - JUNIO 2011.”

POR:

Mari Jacqueline Guevara Gaibor.

Riobamba – Ecuador

2013

CERTIFICACIÓN DEL TRIBUNAL

En calidad de asesor del presente trabajo de investigación, certifico que la tesis cuyo título es **“ANÁLISIS E INCIDENCIA DE LA APLICACIÓN DEL MANDATO No. 15 EN LAS FINANZAS DE EP PETROECUADOR, GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN EN EL PERÍODO ENERO 2005 - JUNIO 2011”**, fue elaborado por la señorita Mari Jacqueline Guevara Gaibor, y cumple con los requisitos metodológicos y científicos que la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo exige, por lo tanto, autorizo su presentación para los trámites pertinentes.

Atentamente,

.....

Ing. Raúl Vicente Andrade Merino
DIRECTOR DE TESIS

.....

Ing. Gino Geovanny Merino Naranjo
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA:

Ante las autoridades de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo ESPOCH declaro que el contenido de la tesis, “Análisis e incidencia de la aplicación del Mandato No. 15 en las finanzas de EP PETROECUADOR, Gerencia de Comercialización en el período enero 2005 - junio 2011” presentada como requisito de graduación, es original, de mi autoría y responsabilidad, y no comprometo a la política de la ESPOCH.

Atentamente,

.....

Mari Jacqueline Guevara Gaibor

C..I. 020166784-7

AUTORA

DEDICATORIA

A mis padres, por darme el ejemplo digno de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ellos, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de la carrera, es lo que me hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza. A todas las personas que me han apoyado a lo largo de la carrera gracias por haberme fomentado el deseo de superación y el anhelo de triunfo en mi vida; mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo, su comprensión y sus consejos.

Mari Guevara

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo en especial a la Facultad de Administración de Empresas, Escuela de Ingeniería Financiera y Comercio Exterior, que me ha dado la oportunidad de aprender valores duraderos y principios de calidad y conducta.

A todos los docentes que a través de estos años me han enseñado a valorar la carrera para forjarme en la vida profesional y el esfuerzo continuo a favor de una buena sociedad.

Mari Guevara

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Pág.
Portada	i
Certificación del Tribunal	ii
Certificación de Auditoría	iii
Agradecimiento	iv
Dedicatoria	v
Índice Contenido	vi
Índice de Tablas	ix
Índice de Gráficos	x
Índice de Anexos	xi
Introducción	1
CAPÍTULO I	
1. Problema Investigativo	4
1.1. Formulación del Problema	4
1.2. Justificación del Problema	7
1.3. Delimitación del Problema	8
1.4. Objetivos	8
1.4.1. Objetivo General	8
1.4.2. Objetivos Específicos	8
1.5. Preguntas Directrices	8
1.6. Hipótesis	9
1.6.1. Hipótesis General	9
1.6.2. Hipótesis Específicas	9
1.7. Variables	9
1.7.1. Variable Independiente	9
1.7.2. Variable Dependiente	9
1.8. Operacionalización de las Variables	10
1.8.1. Variable Independiente	10
1.8.2. Variable Dependiente	11
1.9. Metodología de la Investigación	12
1.9.1. Métodos de Investigación	12
	vi

1.9.2.	Tipos de Investigación	12
1.9.3.	Técnicas e instrumentos para la recolección de datos	13
CAPÍTULO II		
2.	Sector Eléctrico Ecuatoriano	14
2.1	La Ley de Régimen Eléctrico	14
2.2.	Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano	16
2.2.1	Consejo Nacional de Electricidad	17
2.2.2	El Centro Nacional de Control de Energía	19
2.2.2.1.	Función Global	20
2.2.2.2.	Funciones Específicas	20
2.2.3	Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación	21
2.2.4	Empresas Eléctricas de Transmisión	22
2.2.5	Empresas de Distribución	23
2.3	Ley de Régimen Eléctrico	23
2.3.1	Reformas la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	26
2.3.2	Mandato Constitucional No. 15	27
2.3.3	Constitución Política del Ecuador 2008	35
2.3.4	Regulación No. 006/08 y Regulación No. 013708	37
2.3.5	Regulación No. 004/09	37
2.4	Condiciones actuales del Sector Eléctrico	38
2.5	Mercado Eléctrico Mayorista (MEEM)	42
2.6	Clasificación de las Empresas Eléctricas	44
2.6.1	Empresas de Generación Eléctrica	44
2.6.2	Empresas de Transmisión	44
2.6.3	Empresas de Distribución	44
2.7	Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano	45
2.7.1	Potencia Efectiva	45
2.7.2	Producción de Energía	47
2.7.3	Consumo de Energía	48
2.7.4	Precio Medio Energía Distribución	49
2.7.5	Consumo de Energía Eléctrica Per Cápita	51
CAPÍTULO III		

3	Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 CONELEC y la regulación No. CONELEC – 004/09	53
3.1	Mandato Constituyente No. 15	53
3.2	Regulación No. CONELEC – 004709	64
CAPÍTULO IV		
4	Análisis e incidencia de la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 en las finanzas de EP-Petroecuador, Gerencia de Comercialización período (2005 -2011)	90
4.1	Consumo de combustible por tipo de empresas eléctricas	93
4.1.1	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2005	93
4.1.2.	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2006	95
4.1.3.	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2007	97
4.1.4.	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2008	100
4.1.5.	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2009	101
4.1.6.	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2010	102
4.1.7.	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2011	105
4.1	Cuantificación de los subsidios en hidrocarburo	107
4.2	Análisis del Mandato Constituyente No. 15 en las finanzas de EP-Petroecuador, Gerencia de Comercialización período (2005 – 2011)	120
CAPÍTULO V		
5.	Conclusiones y Recomendaciones	122
5.1	Conclusiones	122
5.2	Recomendaciones	124
	Resumen	126
	Summary	127
	Cibergrafía	128
	Anexos	129

ÍNDICE DE TABLAS

No.	TÍTULO	Pág.
1	Potencia efectiva nacional (MW)	46
2	Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (GWh)	47
3	Por grupo de consumo	48
4	Precios medios a clientes finales de distribuidoras (usd ¢/kwh) actualizado a noviembre del 2012	50
5	Consumo de energía eléctrica per cápita actualizado a noviembre del 2012	52
6	Factores de disponibilidad anuales previstos	87
7	Precio de combustible para el sector eléctrico año 2005	92
8	Consumo de combustibles en la generación eléctrica (1999 -2009)	93
9	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2005	94
10	Cartera del sector eléctrico al 31 de diciembre de 2005	95
11	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2006 en toneladas	96
12	Cartera del sector eléctrico al 31 de diciembre de 2006	97
13	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2007 en toneladas	98
14	Cartera del sector eléctrico al 31 de diciembre de 2007	99
15	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2008 en toneladas	101
16	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2009 en toneladas	102
17	Consumo de combustible por tipo de empresa 2010	103
18	Consumo de combustible por tipo de empresa en tep 2010	104
19	Consumo de combustible por tipo de empresa en tep 2011	105
20	Consumo de combustible por tipo de empresa en tep 2011	106
21	Subsidios reportados por Petroecuador en millones de dólares	107
22	Derivados mercado interno enero – diciembre 2005	108

23	Derivados mercado interno enero – diciembre 2006	108
24	Derivados mercado interno enero – diciembre 2007	109
25	Derivados mercado interno enero – diciembre 2008	109
26	Derivados mercado interno enero – diciembre 2009	110
27	Derivados mercado interno enero – marzo 2010	110
28	Tarifas 2007-2010	113
29	Déficit Tarifario	116
30	Porcentaje de subsidios	117
31	Tarifa del anciano	118
32	Estimaciones de déficit de gestión	119
33	Requerimientos de financiamiento	119

ÍNDICE DE GRÁFICOS

No.	TÍTULO	Pág.
1	Potencia efectiva nacional (MW)	46
2	Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (GWh)	48
3	Demanda de energía por grupo de consumo GWh	49
4	Precios medios a clientes regulados de distribuidoras (USD/KWh)	51
5	Consumo de energía por cápita	52
6	Consumo de combustible año 2005	94
7	Cartera del sector eléctrico dic. 2005	95
8	Consumo de combustible año 2006	96
9	Cartera del sector eléctrico 2006	97
10	Consumo de combustible año 2007	98
11	Cartera del sector eléctrico dic-2007	99
12	Cartera de combustible año 2008	101
13	Consumo de combustible año 2009	102
14	Consumo de combustible por tipo de empresa en tep 2010	104
15	Consumo de combustible año 2011	106

ÍNDICE DE ANEXOS

No.	TÍTULO	Pág.
1	Déficit tarifario	129
2	Consumo de combustible por tipos de empresa años 2005	130
3	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2006 en toneladas	131
4	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2007 en toneladas	132
5	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2008 en toneladas	133
6	Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2009 en toneladas	134
7	Forma para cubrir la demanda de energía tanto para el caso en que se mantenga los precios subsidiados	135

INTRODUCCIÓN.

El Sector Energético Ecuatoriano, conformado por el Sector de la Electricidad y Energía Renovable y por el de los Recursos Naturales no Renovables, representa el origen de la estructura de fusión entre la economía y la energía, es decir, la provisión de recursos energéticos ante las necesidades que se generan en el desenvolvimiento de los individuos. El sector se encuentra definido a nivel institucional por los Ministerios de Electricidad y Energía Renovable y el Ministerio de Recursos Naturales no Renovables respectivamente.

El 23 de julio del año 2008 la Asamblea Constituyente con plenos poderes, aprueba y expide el Mandato Constituyente No. 15 más conocido como el Mandato del Sector Eléctrico, con este mandato se analiza la necesidad de reestructurar una vez más al sector eléctrico creando dos nuevas entidades: Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC, Corporación Nacional de Electricidad. El CONELEC continúa siendo el ente regulador del sector eléctrico, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

El Consejo Nacional de Electrificación tiene como misión promover el crecimiento productivo, económico y social del país mediante la validación y seguimiento de proyectos, el control y regulación de la Generación, Transmisión y Distribución del servicio público de energía eléctrica garantizando continuidad, eficiencia, calidad, precios justos, protección de los derechos de los consumidores y de la integridad del ecosistema. Entre sus principales funciones se encuentran: Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional; Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basada en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede. Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento

de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.

Los subsidios energéticos han sido una parte importante de la política estatal en Ecuador, el consumo de combustible por parte del sector eléctrico por las características de los recursos hidroeléctricos del país, el sector eléctrico complementa su parque de generación con centrales termoeléctricas, las mismas que son fundamentales en épocas de estiaje. Sin embargo, los retrasos en la construcción de centrales hidroeléctricas y los tiempos que toman el desarrollo de centrales termoeléctrica que utilicen fuel oil, ha obligado al sector eléctrico del país a acudir a la instalación de plantas de generación térmica que utilizan diesel. El precio subsidiado del diesel y el corto tiempo requerido para su instalación, ha inducido a la adquisición y montaje de plantas que consumen este combustible, en vez de plantas que usen bunker, que las refinerías del país sí producen en volúmenes adecuados para este uso, estos subsidios representan pérdidas en las cuentas de Petrocomercial.

Es por esta razón que se ha elaborado un análisis e incidencia de la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 en las finanzas de EP PETROECUADOR, gerencia de comercialización en el período enero 2005 -junio 2011.

El informe de tesis está integrado por cinco capítulos, en donde:

Primer Capítulo: está compuesta por el problema investigativo, el mismo que contempla la formulación del problema, justificación del problema, delimitación del problema, los objetivos, las preguntas directrices, la hipótesis, las variables y su operacionalidad y la metodología de la investigación.

Segundo Capítulo: en este capítulo se habla del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el mismo que se encuentra conformado por la Ley de Régimen Eléctrico, la conformación de la estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, El Centro de Control de Energía CENACE, la clasificación de las Empresas Eléctricas, la Ley de Régimen Eléctrico y el Mandato Constituyente No. 15.

Tercer Capítulo: es este capítulo es la recopilación de la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 CONELEC y la Regulación No. CONELEC - 004/09.

Cuarto Capítulo: está conformado por el análisis e incidencia del mandato constituyente No. 15 en las finanzas de EP Petroecuador período (2005 - 2011), en el cual se detallan el consumo de combustible por tipo de empresa eléctrica del respectivo período, la cuantificación de los subsidios en hidrocarburo.

Quinto Capítulo: en este capítulo se da a conocer las conclusiones y recomendaciones que se han llegado a determinar mediante el análisis del estudio realizado.

CAPÍTULO I.

1. PROBLEMA INVESTIGATIVO

1.1.FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La generación de energía eléctrica en el Ecuador se inicia en 1897, cuando se formó en Loja la empresa Luz y Fuerza, la misma que adquirió dos turbinas de 12 kW cada una, las que se instalaron al pie de una caída del río Malacatos. La ciudad de Quito dispuso de alumbrado público desde 1911. En Cuenca se instaló en 1914 una planta de 37,5 kW que se amplió en 1922 hasta 102 kW. En 1926 el Gobierno del Ecuador contrató por 60 años a la firma americana Foreign Power Co. para suministro de electricidad a Guayaquil, y, similares proyectos entraron a operar en Quito, Riobamba y otras ciudades. Alrededor de 1940 se adjudicó a las municipalidades la responsabilidad del servicio eléctrico. Se instalaron masivamente pequeñas centrales hidroeléctricas, contándose hasta 1961 con una potencia total de dichas plantas de aproximadamente 120 MW. Mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24 del 23 de mayo de 1961 se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) asignándole la responsabilidad de integrar el sistema eléctrico nacional y de elaborar un Plan Nacional de Electrificación que satisfaga las necesidades de energía eléctrica en concordancia con el Plan de Desarrollo Económico y Social del Ecuador.

Durante 38 años de vida, el INECEL desarrolló las grandes centrales de generación, el sistema nacional de transmisión y obras de distribución, pues según la Ley Básica de Electrificación tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico, esto es: planificación, construcción, operación, regulación, aprobación de tarifas eléctricas; y, era el accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas que realizaban la distribución de electricidad en el país. Las obras de electrificación ejecutadas por el INECEL a lo largo y ancho del territorio nacional, dejaron un balance positivo en el desarrollo de proyectos que permitieron el aprovechamiento de los recursos renovables y no renovables para la generación de energía eléctrica y el progreso del país.

INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999. Mediante Decreto ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, se encargó al Ministerio de Energía y Minas, llevar adelante el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico del INECEL, posterior a marzo de 1999, a través de la Unidad de Liquidación del INECEL. La liquidación del INECEL se dio producto de que el Estado no disponía de recursos para la inversión en nuevos proyectos; la ola liberalizadora promovida por organismos de crédito internacionales de introducir competencia llevó a que el Ecuador tome este modelo con el objetivo de que el sector privado realice la inversión en generación, distribución y comercialización.

La aprobación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, creada el 10 de octubre de 1996, fue creada como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector y, que reforma el sector, abriéndolo a la privatización y a la competencia, la misma que no obtuvo los resultados esperados, debido a factores como las características propias del modelo de costos marginales, que no permitieron la aplicación correcta de dicho modelo, y al contrario se ha incurrido en múltiples problemas, entre los que se encontraron principalmente las deudas crecientes e iliquidez del todo el sector; las tarifas que no cubren los costos reales; las políticas indiscriminadas de subsidios; inversiones casi nulas en generación; administración con problemas; y pérdidas excesivas de energía.

La problemática del sector eléctrico de acuerdo con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el sector eléctrico ecuatoriano sufre problemas estructurales, los cuales son los siguientes como los más importantes: el elevado déficit tarifario de las empresas eléctricas de distribución y el elevado porcentaje de pérdidas totales de energía eléctrica.

De acuerdo con la Ley Modificatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico aprobada por el Congreso Nacional del Ecuador el 13 de septiembre de 2006, el Estado ecuatoriano reconoce la existencia del déficit tarifario como uno de los problemas estructurales del sector, así como el desfinanciamiento que ha producido en las empresas de distribución de energía eléctrica a consecuencia de la decisión del Estado de fijar tarifas por consumo de energía al usuario final que no correspondían a las técnicamente determinadas por el CONELEC. Propone, además, la aplicación de políticas públicas en forma de

compensación ó subsidio al consumir final con el objetivo de disminuir drásticamente dicho déficit generado desde el 1ero de abril de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2005.

Uno de los problemas tradicionalmente más graves del sector eléctrico ecuatoriano, es el relacionado con las altas pérdidas de energía. En el año 2005, las pérdidas totales de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado y Sistemas no incorporados, esto es en el conjunto de líneas, subestaciones y redes, de las empresas eléctricas transmisora y distribuidoras, fue de 3.371 GWh.

El Estado a través de la Asamblea Constituyente del año 2008 emitió el Mandato Constituyente No. 15 y publicado en el Registro Oficial número 393 del 31 de julio de 2008. El Mandato No. 15 es jerárquicamente superior a cualquier otra norma de orden jurídico que se oponga (LRSE). El Mandato Constituyente No 15 le dispuso al CONELEC aprobar un nuevo pliego tarifario para establecer una tarifa única y le facultó sin limitación alguna, a establecer nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes, el abastecimiento de combustible para las centrales térmicas, se realiza a través de la empresa estatal EP PETROECUADOR. Los tipos de combustibles más utilizados son el diesel, la nafta que se importa en su mayor parte, y el bunker de producción nacional.

Adicionalmente, los generadores no poseen una infraestructura de almacenamiento de combustibles que les permita operar de manera autónoma, razón por la que se recurre a la infraestructura de la estatal petrolera, que también presenta dificultades porque el combustible debe también ser almacenado y destinado a otros sectores como es el transporte, con el objetivo de mantener el suministro de combustible requerido en los tanques de almacenamiento de las generadoras térmicas, en septiembre de 2009 se suscribe un convenio entre la estatal petrolera y las autoridades energéticas y de las finanzas públicas.

¿Cómo incide la aplicación del Mandato Constituyente No.15 en las finanzas de EP Petroecuador, Gerencia de Comercialización en el período enero 2005 - junio 2011.

1.2.JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El Mandato Constitucional No.15 suscrito el 23 de Julio de 2008 estableció las directrices mediante las cuales el gobierno implementó los cambios que necesitó a fin de fortalecer el sector eléctrico ecuatoriano.

Uno de los principales objetivos que persigue estas reformas, tienen que ver con la unificación de la tarifa para un mismo tipo de consumo, para lograrlo; se valen de una serie de cambios en la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano.

Los cambios más importantes que se determinaron fueron la eliminación del concepto de costos marginales; la eliminación del cargo del 10% para el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM); y la eliminación del componente para la inversión en expansión.

Con el Mandato Constitucional No. 15 se persigue que la inversión en expansión del sistema eléctrico esté principalmente a cargo del Estado Ecuatoriano, con sus respectivas limitaciones económicas propias del país, así como de la efectividad en la búsqueda de financiamiento extranjero.

A través de estas reformas se buscó estabilizar el sector, fijando el precio de la energía mediante contratos a plazo; frenando la especulación y la alta volatilidad de los precios de energía generada por los contratos de tipo ocasional.

Además el plan de reducción de pérdidas permitió que las distribuidoras en un período determinado de tiempo tengan mayores ingresos, permitiendo que la gestión técnica y económica alcance niveles adecuados para los objetivos de esta nueva reforma.

1.3. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

El presente análisis e incidencia de la aplicación del Mandato Constituyente No.15 en las finanzas de EP Petroecuador, Gerencia de Comercialización, se realizará en la Provincia de Pichincha, Cantón Quito EN EL PERÍODO ENERO 2005 - JUNIO2011.

1.4.OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Analizar la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 en las finanzas de EP PETROECUADOR, en el período 2005 - 2011

1.4.2. Objetivos Específicos

- Conceptualizar la Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano CONELEC
- Conocer la aplicación del Mandato Constituyente No.15 (REGULACIÓN No. CONELEC - 006/08).
- Realizar el análisis e incidencia de la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 en las finanzas de EP PETROECUADOR, Gerencia de Comercialización en el período enero 2005 - junio 2011.

1.5.PREGUNTAS DIRECTRICES

- ¿Cuál es la incidencia de la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 (REGULACIÓN No. CONELEC - 006/08).
- ¿Con qué sistema de cobro cuenta EP PETROECUADOR?
- ¿Por qué no se mejora el control de recaudación de cartera el sector eléctrico?
- ¿Existen análisis de las finanzas del EP PETROECUADOR?

1.6.HIPÓTESIS

1.6.1. Hipótesis General

La aplicación del Mandato Constituyente No. 15 incide en las finanzas de EP PETROECUADOR, en el período 2005 - 2011.

1.6.2. Hipótesis Específicas

- Los parámetros regulatorios específicos del Mandato Constituyente No.15 mejoró el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.
- El Mandato Constituyente No. 15 definió nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado.
- El Mandato Constituyente No. 15 estableció los nuevos parámetros regulatorios que se considerarán para el cálculo de las tarifas eléctricas.

1.7.VARIABLES

1.7.1. Variable Independiente

Mandato Constituyente No. 15

1.7.2. Variable dependiente

Finanzas de EP PETROCOMERCIAL

1.8. OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

1.8.1. VARIABLE INDEPENDIENTE: Mandato Constituyente No. 15

Definición	Dimensión Categorical	Indicadores	ÍTEMS	Técnicas e Instrumentos
<p>Establecimiento de los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Parámetros regulatorios 	<p>Tarifa única</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Aspectos Generales • Principios para el cálculo de tarifas • Funcionamiento de Mercado 	<p>Técnica: Investigación Documentada Instrumento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ficha Bibliografía • Cibergrafía

1.8.2. VARIABLE DEPENDIENTE: Finanzas

Definición concepto	Dimensión Categorical	Indicadores	ÍTEMS	Técnicas e instrumentos
<p>Es el conjunto de actividades y decisiones administrativas que conducen a una empresa a la adquisición y financiamiento de sus activos fijos (terreno, edificio, mobiliario ,etc.) y circulantes (efectivo, cuentas y efectos por cobrar, etc.). El análisis de éstas decisiones se basa en los flujos de sus ingresos y gastos y en sus efectos sobre los objetivos administrativos que la empresa se proponga alcanzar.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actividades y Decisiones administrativa 	<p>Estados Financieros</p>	<p>Balance General Estado de Pérdidas y Ganancias</p>	<p>Técnica: Investigación Documentada Instrumento: <ul style="list-style-type: none"> • Ficha Bibliografía • Cibergrafía </p>

1.9.METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

1.9.1. Métodos de investigación

Se utilizaran los métodos:

- ✓ Inductivo – Deductivo. Analizar los Estados Financieros de la EP PETROCOMERCIAL con respecto a la implementación del Mandato Constituyente No.15 (REGULACIÓN No. CONELEC - 006/08).

- ✓ Analítico.- A través de las técnicas de investigación se establece la incidencia del Mandato Constituyente No.15 (REGULACIÓN No. CONELEC - 006/08) en las finanzas de EP PETROCOMERCIAL.

1.9.2. Tipos de investigación

Por los Objetivos:

Aplicada. Está encaminada a resolver problemas prácticos. Corresponde a un estudio específico y concreto como es, el análisis e incidencia de la aplicación del Mandato Constituyente No.15 en las finanzas de EP PETROECUADOR.

Por el Lugar:

De Campo. Se realiza en el lugar donde se encuentran los sujetos u objetos de la investigación, en este caso se realizará en EP PETROECUADOR.

Por el Tiempo o circunstancia:

Descriptiva. Estudia, describe y analiza la realidad antes y durante la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 en las finanzas de EP PETROECUADOR.

Por la Factibilidad:

Factible. Porque se desarrollo el análisis e incidencia de la aplicación Mandato Constituyente No.15 en las finanzas de EP PETROECUADOR.

1.9.3. Técnicas e instrumentos para la recolección de datos

Las técnicas utilizadas en el trabajo de investigación son: observación documentada.

INVESTIGACIÓN DOCUMENTADA. Se refiere principalmente a revisión, análisis y aplicación de todos los documentos como: libros, folletos, revistas, internet, etc; utilizando como instrumento la ficha bibliográfica o el internet, relacionados al Mandato Constituyente No. 15 y en las finanzas de EP PETROECUADOR.

CAPÍTULO II

2. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sector eléctrico ecuatoriano es un área estratégica del país que tiene por objetivos generales; generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica.

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

El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

En todos los casos los generadores, transmisores y distribuidores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente.

2.1. LA LEY DE RÉGIMEN ELÉCTRICO.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) nace como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector y, que reforma el sector, abriéndolo a la privatización y a la competencia. Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico los objetivos fundamentales son:

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

Esta ley crea un modelo de mercado basado en el Mercado Eléctrico Mayorista y se encarga de regular todo lo concerniente a la generación de energía eléctrica sea esta convencional o no convencional cuando es entregada en forma parcial o total en el Sistema Nacional Interconectado, o cuando es entregada directamente a sistemas de distribución, o a los servicios públicos de transmisión, distribución, comercialización así como también de su importación y exportación.

Con la implantación de este nuevo modelo y como paso previo a la privatización, las instalaciones de generación y transmisión que eran propiedad del Estado, fueron

transferidas a nuevas empresas que se constituyeron como sociedades anónimas, encargando a un nuevo organismo, el Fondo de Solidaridad, la tenencia de sus acciones. Años más adelante, frente al fracaso del proceso de privatización, el Fondo de Solidaridad, organismo que fue creado con la finalidad de canalizar los beneficios de la privatización en obras de desarrollo social, adquiere un nuevo rol y se convierte en un nuevo actor del sector eléctrico como propietario de las empresas que no pudieron ser privatizadas, asumiendo la responsabilidad de designar directorios, gerentes y mandos medios de las diferentes empresas.

El enorme poder que adquirió el Fondo de Solidaridad, al ser el dueño de las empresas más grandes del país, lo convirtió en el botín más anhelado por los diferentes gobiernos que se sucedieron. El manejo en muchos casos irresponsable del Fondo de Solidaridad, fue sin duda una de las causas más importantes del deterioro que progresivamente fue sufriendo el sector eléctrico. Con los cambios políticos en el país, ocurridos en el año 2008, el sistema eléctrico nacional ha sufrido una reestructuración, con objetivos diferentes, buscando la participación tanto pública como privada para el desarrollo de proyectos eléctricos que permitan mejorar el sector eléctrico nacional. Como parte de la reestructuración del sector, varias empresas se fusionaron, se crearon nuevas y desaparecieron otras, para lograr tener una mejor estructuración.

2.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

La estructura del sector está definida por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), en el marco jurídico del sector se establece las siguientes instituciones:

1. El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)
2. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
3. Las empresas eléctricas concesionarias de generación.
4. La empresa eléctrica concesionaria de transmisión.
5. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

2.2.1. Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

El CONELEC no ejercerá actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encargará de desarrollar planes para el desarrollo de la energía eléctrica. Ejercerá además todas las actividades de regulación y control definidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico sus funciones y facultades son:

1. Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional.
2. Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la ley le concede. Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.
3. Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
4. Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, de conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
5. Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisores, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y

las demás normas que determinen la Ley y los reglamentos. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida.

6. Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje.
7. Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.
8. Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Ley.
9. Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes.
10. Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la cesión o el reemplazo de las concesiones, en los casos previstos en la Ley.
11. Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ellas de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes.
12. Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico.
13. Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 7 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización o permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo caso

fortuito o fuerza mayor. Para ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer en favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades. Esta delegación será solamente temporal hasta tanto se realice un nuevo proceso de concesión que permita delegar a otro concesionario la prestación del servicio dentro del marco de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reglamentos.

14. Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo.
15. Formular y aprobar el presupuesto anual de gastos y requerimiento de recursos del CONELEC, y remitirlo al Ministerio de Finanzas para su integración y consolidación, en cumplimiento a lo establecido en la Ley de Presupuestos del Sector Público.
16. Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico.
17. Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la prestación de servicios. En todos los casos, determinará para estos efectos las medidas necesarias para el reasentamiento de los propietarios de los predios afectados o compensaciones, según lo determine el Código Civil ecuatoriano.
18. Ejercer las demás atribuciones que establezca esta Ley y su reglamentación.

2.2.2. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, es una corporación civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se

encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

El CENACE está dirigido por un Directorio formado por:

1. Un delegado permanente del Presidente de la República quien lo presidirá.
2. Dos delegados de las empresas concesionarias de generación.
3. Dos delegados de las empresas concesionarias de distribución.
4. Un delegado de la empresa concesionaria de transmisión.
5. Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.

2.2.2.1. Función Global

El Centro Nacional de Control de Energía tendrá a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, según se detalla en el Capítulo VI de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

2.2.2.2. Funciones Específicas

En especial, corresponde al Centro Nacional de Control de Energía:

1. Recabar de todos los actores del mercado eléctrico mayorista, sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo.
2. Informar del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad.
3. La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose

a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el Consejo Nacional de Electricidad.

4. Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.
5. Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación.
6. Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas.
7. Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte.
8. Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir.
9. Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.

2.2.3. Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación.

En el año 2010, todas las empresas del sector eléctrico nacional, generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras, aportaron con 5.142,68 MW de potencia instalada y 4.761,39 MW de potencia efectiva, distribuidos en 206 centrales de generación, conforme a los datos reportados por los agentes del sector. En éstas se incluyen la potencia de las centrales Mazar; Quevedo (arrendada a la empresa Energy International); y, Santa Elena (arrendada a la empresa APR Energy LLC).

A continuación se detallan las potencias nominal y efectiva de cada una de las empresas del sector eléctrico, con su ubicación provincial y participación o no dentro del S.N.I

Del total de la potencia efectiva en todo el país (4.761,39 MW): el 87,48 % corresponde a la destinada para el servicio público; y, el 12,52 % al servicio no público. Potencia que es entregada a través del S.N.I.

La unidad de negocios CELEC-Hidropaute, con sus centrales hidroeléctricas Paute y Mazar, representan el 28,89 % del total de la potencia instalada en el país y el 30,33 % de la potencia efectiva. Dentro de la generación termoeléctrica, la unidad de negocios CELEC-Electroguayas, y sus centrales Enrique García, Gonzalo Cevallos (Gas), Gonzalo Cevallos (Vapor), Pascuales II y Trinitaria, representa el 12,49 % de la potencia instalada y el 12,39 % de la potencia efectiva.

2.2.4. Empresa Eléctrica de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) está administrado por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), a través de su Unidad de Negocio, Transelectric (CELEC-Transelectric).

Según los datos reportados por el CENACE, durante el año 2010 las subestaciones que forman parte del S.N.T. recibieron 15.745,87 GWh de energía y entregaron 15.208,38 GWh. El total de la pérdidas fue 512,88 GWh, es decir el 3,26 %.

El total de la facturación efectuada por CELEC-Transelectric fue USD 53,40 millones. De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones del S.N.T., incluida la capacidad de reserva, es la siguiente:

- Enfriamiento natural de aire (OA) : 4.881,08 MVA
- Enfriamiento por aire forzado (FA) : 6.479,79 MVA
- Enfriamiento por aire y aceite forzado (FOA): 8.066,58 MVA

Se tiene un total de 37 subestaciones: 14 funcionan a 230 kV (incluida una de seccionamiento: Zhoray); 21 a 138 kV (dos de seccionamiento: Pucará, San Idelfonso); y, 2 subestaciones móviles.

Las líneas de transmisión que conforman el S.N.T. tienen una longitud total de 3.605,00 km. De los cuales: 1.882,54 km corresponden a líneas con nivel de voltaje 138 kV; y, 1.722,46 km a líneas de 230 kV.

2.2.5. Empresas de Distribución

El servicio de distribución de energía eléctrica ha sido concesionado por el CONELEC a 11 empresas eléctricas, sobre la base de lo contenido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en el artículo 39 del capítulo VII. Estas empresas están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

Las empresas de distribución de energía eléctrica son: la Unidad Eléctrica de Guayaquil, nueve Empresas Eléctricas y la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) que está conformada por diez Gerencias Regionales.

2.3. LEY DE RÉGIMEN ELÉCTRICO

La ley del régimen del sector eléctrico surge como respuesta a la necesidad de regular el sector eléctrico en general, impulsando la privatización y la competencia, como también la mayor participación del estado en el sector.

Consideramos el inicio de la reglamentación en el año de 1973, cuando surge la Ley Básica de Electrificación, que daría paso años después, al surgimiento de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, reformada en la nueva constitución y cuya evolución se muestra a continuación.

El sector eléctrico ecuatoriano presenta una primera etapa de desarrollo, a partir de la Ley Básica de Electrificación –LBE-, de septiembre 10 de 1973; mediante la cual el Estado transfiere el 47% de los ingresos que percibe el Fisco en concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarbúricos, y por los derechos del transporte de crudo por los oleoductos, al “Fondo Nacional de Electrificación del INECEL”, recursos que estuvieron destinados a realizar los estudios de construcción de las obras del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de generación y transmisión de energía eléctrica y de los sistemas regionales.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) publicada en Registro Oficial No.º43 del Jueves 10 de Octubre de 1996, nace como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector y, que reforma el sector, abriéndolo a la privatización y a la competencia; se plantea como objetivo, proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad, para lo cual se promueven las inversiones de riesgo por parte del sector privado, orientado a brindar un óptimo servicio a los consumidores y a precautelar sus derechos, partiendo de un serio compromiso de preservación del medio ambiente.

Esta Ley regula las actividades de generación de energía eléctrica que se origine en la explotación de cualquier tipo de fuente de energía, cuando la producción de energía eléctrica es colocada en forma total o parcial en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), o en un sistema de distribución y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como también su importación y exportación.

Tales actividades y servicios podrán ser delegados al sector privado de conformidad con lo previsto en esta Ley. Las instalaciones de generación y las de transmisión que eran de propiedad del Estado, por intermedio del INECEL, fueron transferidas a favor del Fondo de Solidaridad, con la implantación del Mercado Eléctrico Mayorista MEM.; constituyéndose seis empresas de generación y una de transmisión, que se conformaron como sociedades anónimas e iniciaron su operación el 1 de abril de 1999:

- Empresa eléctrica de transmisión: TRANSELECTRIC S.A.
- Empresas eléctricas de generación: Hidropaute S.A.; Hidroagoyán S.A.; Hidropucará S.A.; Termo Esmeraldas S.A.; Termopichicha S.A.; y, Electroguayas S.A.

A inicios del año 2001, Hidroagoyán S.A. absorbió a Hidropucará S.A. A más de éstas, existen otras empresas generadoras, algunas de las cuales son completamente privadas. Según la misma Ley, las empresas de distribución continuarán operando bajo su actual régimen jurídico hasta que negocien con el CONELEC sus concesiones de conformidad

con las disposiciones de la LRSE. Las empresas generadoras, la transmisora y las distribuidoras, que tienen participación accionaria del Fondo de Solidaridad, tendrán a futuro participación del sector privado (algunas distribuidoras ya lo tienen pues hasta el 51 % de las acciones podrán ser transferidas a operadores calificados, que administrarán las empresas. Hasta el 10% de dichas acciones se pondrán a disposición de los trabajadores y ex trabajadores del sector eléctrico. La transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen monopolios naturales sometidos a regulación de precios, mientras que la generación se desarrolla en un ambiente de libre competencia.

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

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

2.3.1. Reformas a la ley de Régimen del Sector Eléctrico

Para establecer un nuevo funcionamiento del sector eléctrico se realizó una reforma a la Ley del Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Registro Oficial No. 364 del 26 de septiembre de 2006, que se refiere a las funciones del CONELEC que textualmente dice:

“Art. 3.- Sustitúyase el literal b) del artículo 13, por el siguiente:

b) Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basada en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede. Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.”

Además se pretende disminuir las pérdidas no técnicas a través del artículo segundo de la ley reformativa a la LRSE publicada el 26 de septiembre de 2006 en el Registro Oficial No. 364 que dice: ” las personas naturales o jurídicas que, con el propósito de obtener provecho para sí o para otro, utilizaren fraudulentamente cualquier método, dispositivo o mecanismo clandestino o no, para alterar los sistemas o aparatos de control, medida o registro de provisión de energía eléctrica; o efectúen conexiones directas, destruyeren, perforaren o manipularen las instalaciones de acceso a los servicios públicos de energía eléctrica, en perjuicio de las empresas distribuidoras, serán sancionados con una multa equivalente al trescientos por ciento (300%) del valor de la refacturación del último mes de consumo, anterior a la determinación del ilícito, sin perjuicio de la obligación de efectuar los pagos cuando correspondiere ”

Con esta reforma se logra penalizar el robo de electricidad a fin de tener una disminución de pérdidas no técnicas.

2.3.2. Mandato Constitucional No. 15.

El pleno de la Asamblea Constituyente considerando:

Que, el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 1 de 29 de noviembre de 2007, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 223 de 30 de noviembre de 2007, dispone: “La Asamblea Constituyente, por mandato popular de 15 de abril de 2007, asume y ejerce SUS PLENOS PODERES”;

Que, el artículo 1 del Reglamento de Funcionamiento de la Asamblea Constituyente de 11 de diciembre de 2007, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 236 de 20 de diciembre de 2007, dispone: “La Asamblea Constituyente representa a la soberanía popular que radica en el pueblo ecuatoriano, y por su propia naturaleza está dotada de plenos poderes”;

Que, el artículo 2, numeral 2 del Reglamento referido en el párrafo que antecede, dispone: “En el ejercicio de sus poderes, la Asamblea Constituyente aprobará: 2.- Mandatos Constituyentes: Decisiones y normas que expida la Asamblea Constituyente, para el ejercicio de sus plenos poderes. Estos mandatos tendrán efecto inmediato, sin perjuicio de su publicación en el órgano respectivo”;

Que, es responsabilidad del Estado la prestación del servicio público de energía eléctrica bajo principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad, velando que sus tarifas sean equitativas;

Que, para el cumplimiento de estos fines, es indispensable emprender una reforma de la estructura operativa actual de manera que el Estado recupere su capacidad regulatoria y sus atribuciones respecto de este servicio;

Que, el esquema de prestación del servicio está disperso e impide al Estado lograr economías de escala y obtener resultados con rentabilidad social que permitan el desarrollo equilibrado de las diferentes regiones del Ecuador;

Que, es necesario establecer fuentes de financiamiento alternativas para el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal -FERUM- de manera que se pueda impulsar la productividad de los clientes industriales y comerciales;

Que, el modelo marginalista no ha cumplido con el objetivo de desarrollar el sector eléctrico, garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio de electricidad y contar con tarifas justas al usuario final;

Que, el Estado Ecuatoriano es accionista mayoritario en varias empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como también es el propietario de la empresa estatal de petróleos, EP PETROECUADOR;

Que, el Estado Ecuatoriano ha venido administrando el servicio de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica para la ciudad de Guayaquil, a través de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil; y,
En ejercicio de sus atribuciones y facultades, aprueba y expide el siguiente:

Mandato Constituyente No. 15

Artículo 1.- El Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, en un plazo máximo de treinta (30) días, aprobará los nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual queda facultado, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.

Estos parámetros eliminarán el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación; y, no se considerarán los componentes de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión.

Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto

General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha institución.

Artículo 2.- El Ministerio de Finanzas, cubrirá mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC; para tal efecto, el Ministerio de Finanzas deberá realizar todos los ajustes presupuestarios pertinentes que permitan cumplir con este Mandato.

En caso de incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente Mandato, por parte del Ministerio de Finanzas, será causal de pleno derecho para solicitar la destitución del titular de esta Cartera de Estado.

Las Empresas Eléctricas de Distribución que a la fecha de expedición de este mandato tengan una tarifa inferior a la tarifa única, mantendrán dicho valor.

Artículo 3.- A partir de la expedición del presente Mandato se deja sin efecto el cobro del diez por ciento (10%) adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico establecido en el artículo 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), se financiará con recursos del Presupuesto General del Estado, por lo que a partir de la expedición del presente Mandato, el Ministerio de Finanzas entregará al Fondo de Solidaridad, los recursos necesarios, de conformidad con los planes de inversión aprobados de conformidad con el procedimiento previsto en el Mandato No. 9. En los planes de inversión se incluirá el alumbrado público.

Artículo 4.- Las empresas eléctricas de distribución y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG-, tendrán jurisdicción coactiva para el cobro de acreencias relacionadas con la prestación del servicio de energía eléctrica, sin que sea necesaria, la prejudicialidad penal para su aplicación.

Artículo 5.- El Ministerio de Finanzas asumirá el pago de todos los saldos de las deudas a cargo de las empresas de distribución, transmisión y generación del Estado como resultante del proceso de liquidación del INECEL.

Artículo 6.- Las empresas de generación, distribución y transmisión en las que el Estado ecuatoriano a través de sus distintas instituciones, gobiernos seccionales, organismos de desarrollo regional, tiene participación accionaria mayoritaria, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja, todas las cuentas por cobrar y pagar de los siguientes rubros: compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación, que existen entre esas empresas, así como los valores pendientes de pago por parte del Ministerio de Finanzas por concepto de déficit tarifario, calculado y reconocido en virtud de la aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de septiembre de 2006, exclusivamente.

Los valores correspondientes al déficit tarifario posteriores al determinado con la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de septiembre de 2006, al reconocimiento de la tarifa de la dignidad y las asignaciones relacionadas con el FERUM, deberán continuar entregándose por el Ministerio de Finanzas, de conformidad con los mecanismos existentes.

Artículo 7.- Las Empresas antes referidas y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG- tanto en distribución como en generación extinguirán, eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar que existen entre ellas.

De igual manera la CATEG extinguirá, eliminará y/o dará de baja los valores pendientes de pago por aporte del Ministerio de Finanzas por concepto del déficit tarifario señalado en el artículo 6 de este Mandato.

Para los efectos previstos en este Mandato los valores referentes a la CATEG serán los determinados a partir del Decreto Ejecutivo 712 publicado en el Registro Oficial 149 de 18 de agosto de 2003.

El saldo resultante del cruce de cuentas en la CATEG se considerarán y registrarán como cuentas por pagar de la CATEG al Estado, cuentas que se transferirán como aporte patrimonial del Estado a la entidad pública que se cree para la prestación del servicio de electricidad en la ciudad de Guayaquil.

Artículo 8.- Las empresas que en cumplimiento de lo dispuesto por el presente mandato tengan una afectación patrimonial negativa, serán compensadas con cargo a las inversiones por el monto equivalente a tal afectación, en los términos previstos por el artículo 1 de este Mandato.

Artículo 9.- Para el caso del déficit tarifario que corresponda a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., se procederá de conformidad con la Disposición Transitoria Segunda, numeral 5, de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de septiembre de 2006. Los valores que por déficit tarifario correspondan a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., serán compensados, hasta el monto del reconocimiento del déficit tarifario, con las deudas que, en el siguiente orden, la empresa mantiene con el Ministerio de Economía y Finanzas, el Servicio de Rentas Internas, Petrocomercial y con el Mercado Eléctrico Mayorista. Esta disposición en ningún caso podrá implicar la condonación de las deudas de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., con las instituciones del Estado.

Artículo 10.- Se autoriza a PETROECUADOR para que extinga, elimine y/o de baja, todas las deudas que por venta de combustibles le adeuden hasta la fecha de expedición del presente Mandato, las empresas señaladas en el artículo 6 de este Mandato y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG-.

Artículo 11.- El Ministerio de Finanzas podrá, a nombre del Estado, previo el cruce de cuentas con PETROECUADOR, de ser el caso, cancelar los valores que adeudan por compra de energía las empresas eléctricas de distribución y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG-.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- En el plazo máximo de ciento ochenta días, las empresas señaladas en el artículo 6 de este Mandato, el Fondo de Solidaridad, PETROECUADOR, el Ministerio de Finanzas, y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG, tanto en distribución como en generación, realizarán los ajustes contables necesarios para cumplir con las disposiciones de este Mandato, y comunicarán de los mismos a los organismos de control pertinentes.

SEGUNDA.- Los resultados de la aplicación de las disposiciones constantes en este Mandato Constituyente en las empresas en las cuales el Fondo de Solidaridad es accionista, se reflejarán en los estados financieros del Fondo de Solidaridad.

TERCERA.- Para la gestión empresarial de las empresas eléctricas y de telecomunicaciones en las que el Fondo de Solidaridad es accionista mayoritario, esa Institución podrá ejecutar los actos societarios que sean necesarios para la reestructuración de dichas empresas, para lo cual entre otras actuaciones podrá reformar estatutos sociales, fusionar, conformar nuevas sociedades, resolver la disolución de compañías, sin que para este efecto, sean aplicables limitaciones de segmentación de actividades o de participación en los mercados, por lo que el Superintendente de Compañías, dispondrá sin más trámite la aprobación e inscripción de los respectivos actos societarios. Se excluye de esta medida, en virtud de sus indicadores de gestión, hasta que se expida en nuevo marco normativo del sector eléctrico y de empresas públicas, las siguientes empresas: Empresa Eléctrica Quito S.A., Empresa Eléctrica Centro Sur, Empresa Eléctrica Regional del Sur, Empresa Eléctrica Azogues, Empresa Eléctrica Regional del Norte, Empresa Eléctrica Ambato, Empresa Eléctrica Cotopaxi, Empresa Eléctrica Riobamba.

Los organismos reguladores y controladores del sector eléctrico y de las telecomunicaciones, otorgarán sin más trámite a las empresas eléctricas y de telecomunicaciones que se creen o fusionen, los títulos habilitantes pertinentes para la prestación de los servicios de electricidad y de telecomunicaciones, respectivamente.

La ejecución de los actos societarios antes referidos, se realizará respetando los derechos de los trabajadores previstos en el Código del Trabajo y los Mandatos Constituyentes Nos. 2, 4 y 8.

CUARTA.- Las Empresas Eléctricas de Distribución y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG, por esta sola vez, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja las cuentas por cobrar a los consumidores que se benefician de la Tarifa de la Dignidad al cierre de la facturación del mes de junio del 2008, que consumen hasta 110 KWh mensuales en la sierra y hasta 130 KWh mensuales en la Costa, Oriente y Galápagos, acumulada y registrada hasta el 31 de diciembre del 2007. A partir de la vigencia de este Mandato, los beneficiarios de esta condonación deberán cancelar oportunamente su consumo mensual por concepto de energía eléctrica, caso contrario el valor condonado podrá ser exigible.

QUINTA.- Las Empresas de Distribución y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG, por esta sola vez, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja las cuentas por cobrar, sin intereses, acumuladas y registradas hasta el 31 de diciembre del 2007, a los Sistemas de Bombeo de Agua Potable, que no están constituidos como empresas con fines de lucro y que abastezcan exclusivamente a comunidades campesinas de escasos recursos.

SEXTA.- El resultado final de los ajustes contables que las Empresas de Distribución deban realizar por aplicación de esta condonación, será compensado con cargo a las Inversiones que realizará el Estado a través de su Presupuesto General por el monto equivalente a tal afectación.

SÉPTIMA.- El Ministerio de Finanzas incluirá en el Presupuesto General del Estado, los valores pendientes de pago por concepto de venta de energía que adeudan las Instituciones del Sector Público previstas en el artículo 118 de la Constitución, a las Empresas de Distribución y a la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG. Dichos valores serán transferidos a las referidas empresas de Distribución, una

vez efectuados los respectivos cruces de cuentas y serán utilizados exclusivamente para programas o proyectos de inversión.

A partir de la vigencia de este Mandato, el Ministerio de Finanzas debitará de las transferencias que corresponda a las entidades del sector público los valores correspondientes al consumo mensual de energía eléctrica y cancelará en forma directa a las Empresas de Distribución y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG.

OCTAVA.- Los resultados de la aplicación de las disposiciones constantes en este Mandato Constituyente se reflejarán en los estados financieros del Fondo de Solidaridad.

DISPOSICIONES FINALES

Primera.- Notifíquese el contenido de este Mandato Constituyente para su ejecución al Presidente Constitucional de la República, a los representantes de los Poderes Constituidos, a los Órganos de Control, al Fondo de Solidaridad, al Ministerio de Finanzas, al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, Corporación Centro Nacional de Control de la Energía CENACE, a la Empresa PETROECUADOR y a la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG. Se dispone su difusión para conocimiento del pueblo ecuatoriano.

Segunda.- Este Mandato es de obligatorio cumplimiento y en tal virtud, no será susceptible de queja, impugnación, acción de amparo, demanda, reclamo, criterio o procedimiento administrativo o judicial alguno y entrará en vigencia en forma inmediata, sin perjuicio de su publicación en la Gaceta Constituyente y/o en el Registro Oficial.

Dado y suscrito en el Centro Cívico “Ciudad Alfaro”, ubicado en el cantón Montecristi, provincia de Manabí de la República del Ecuador, a los 23 días del mes de julio de 2008.

2.3.3. Constitución Política del Ecuador 2008

Tomando en cuenta la decisión mayoritaria del pleno de la Asamblea Constituyente, en lo que al sector eléctrico compete, se establecieron las bases legales que permitirán alcanzar un desarrollo sostenido del mismo.

Art. 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

Art. 314.- El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley. El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.

Art. 315.- El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales. Los excedentes podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias,

relacionadas o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado. La ley definirá la participación de las empresas públicas en empresas mixtas en las que el Estado siempre tendrá la mayoría accionaria, para la participación en la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de los servicios públicos.

Art. 316.- El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. La delegación se sujetará al interés nacional y respetará los plazos y límites fijados en la ley para cada sector estratégico. El Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley.

Art. 317.- Los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. En su gestión, el Estado priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales; y minimizará los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico.

Art. 318.- El agua es patrimonio nacional estratégico de uso público, dominio inalienable e imprescriptible del Estado, y constituye un elemento vital para la naturaleza y para la existencia de los seres humanos. Se prohíbe toda forma de privatización del agua. La gestión del agua será exclusivamente pública o comunitaria. El servicio público de saneamiento, el abastecimiento de agua potable y el riego serán prestados únicamente por personas jurídicas estatales o comunitarias. El Estado fortalecerá la gestión y funcionamiento de las iniciativas comunitarias en torno a la gestión del agua y la prestación de los servicios públicos, mediante el incentivo de alianzas entre lo público y comunitario para la prestación de servicios. El Estado, a través de la autoridad única del agua, será el responsable directo de la planificación y gestión de los recursos hídricos que se destinarán a consumo humano, riego que garantice la soberanía alimentaria, caudal ecológico y actividades productivas, en este orden de prelación. Se requerirá autorización

del Estado para el aprovechamiento del agua con fines productivos por parte de los sectores público, privado y de la economía popular y solidaria, de acuerdo con la ley.

2.3.4. Regulación No. 006/08 y Regulación No. 013/08

Para dar efecto al Mandato No.15, el CONELEC en plenitud de sus atribuciones otorgadas por la LRSE como ente regulador, estableció las Regulaciones CONELEC-006/08 y 013/08 las cuales persiguen los siguientes objetivos:

- a) Definir nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado.
- b) Establecer los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única para cada tipo de consumo de energía eléctrica.
- c) Establecer los nuevos parámetros regulatorios que se considerarán para el cálculo de las tarifas eléctricas.

2.3.5. Regulación No. 004/09

Debido a la necesidad de complementar el marco jurídico del sector eléctrico establecido en anteriores regulaciones considerando las directrices del Mandato No.15 se emite la Regulación No.004/09. Esta regulación tiene como objetivo lo siguiente:

- a) Establecer los mecanismos alternativos de contratación regulada, para los generadores y autogeneradores especialmente para los de capital privado
- b) Definir los parámetros para la participación de las empresas integradas dentro del mercado eléctrico.
- c) Determinar reglas comerciales adicionales para la liquidación de transacciones en el mercado eléctrico.
- d) Complementar los aspectos tarifarios, especialmente los relacionados con las empresas fusionadas.
- e) Establecer reformas o modificaciones de la normativa vigente con el fin de armonizar con los principios constantes en la Constitución y el mandato constituyente No.15.

2.4. CONDICIONES ACTUALES DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Con la finalidad de consolidar el nuevo funcionamiento del sector, el Estado como principal interesado en el desarrollo del mismo, plantea una serie de políticas destinadas a este efecto basado en principios tales como:

- a) Beneficio social.
- b) Protección del medio ambiente.
- c) Uso racional y eficiente de la energía.
- d) Seguridad, soberanía, autosuficiencia energética.
- e) Incremento de la cobertura a precios socialmente justos.
- f) Elevación de los estándares de vida.

Tomando en cuenta la iniciativa del Gobierno Nacional en dar un giro importante al funcionamiento del sector eléctrico se crearon nuevos actores:

- **Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)** Tomando en cuenta el artículo 237 de la Constitución de la República del Ecuador (previo a la formación de la Asamblea Constituyente) y mediante Decreto Ejecutivo 475 se crea en Quito el 9 julio de 2007 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), con el objetivo de servir a la sociedad mediante la formulación de la política nacional y gestión de proyectos del sector eléctrico, para lograrlo se vale del cumplimiento de los siguientes objetivos:

- a) Recuperar para el Estado la rectoría y la planificación del sector energético;
- b) Fortalecer las relaciones entre el Estado y las comunidades;
- c) Impulsar un modelo de desarrollo energético con tecnologías ambientalmente amigables;
- d) Formular y llevar adelante un Plan Energético Nacional, que defina la expansión optimizada del sector en el marco de un desarrollo sostenible;
- e) Promover alianzas estratégicas entre los sectores público y privado nacional y extranjero, para el desarrollo de proyectos energéticos en un : ambiente de seguridad jurídica;

- f) Promover el desarrollo sustentable de los recursos energéticos e impulsar proyectos con fuentes de generación renovable (hidroeléctrica: geotérmica, solar, eólica) y de nueva generación eléctrica eficiente, incluyendo la nuclear, excluyendo la generación con base en el uso del: diesel;
 - g) Otorgar por parte del Estado las garantías requeridas para el pago de la energía generada y la recibida por las empresas eléctricas de: distribución o buscar los mejores mecanismos de pago;
 - h) Fortalecer la expansión del Sistema Nacional Interconectado y el desarrollo técnico del sector eléctrico regional, a través del consecuente: incremento de inversiones, reducción de costos de generación y mayor intercambio de electricidad entre los países de la región;
 - i) Fortalecer el Sistema Nacional de Transmisión de manera que permita evacuar la energía de centrales de generación y satisfacer los: requerimientos de las empresas eléctricas de distribución, en condiciones de calidad, continuidad y seguridad;
 - j) Fortalecer las instituciones estatales del sector energético
 - k) Promover la constitución de empresas de distribución de energía eléctrica proactivas eficientes y competitivas, guiadas por los principios de: economía solidaria, manteniendo el principio de servicio público;
 - l) Implementar tecnologías de uso eficiente de la energía, desarrollar planes de reducción de pérdidas y promover el uso racional y eficiente de: la energía en la población;
 - m) Promover la creación y consolidación de empresas de servicios energéticos como vehículo para llegar a los consumidores y lograr que: implementen proyectos de eficiencia energética; y,
 - n) Reducir el consumo de combustible en el transporte mediante la sustitución por gas natural comprimido - GNC, electricidad y la introducción de: tecnologías híbridas.
- **Corporación Nacional de Electricidad (CNEL).**- Dadas las disposiciones emanadas del Mandato No. 15 del 23 de julio de 2008 que en su transitoria tercera faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador, facilite los mecanismos para su

funcionamiento, se crea la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) el 16 de febrero de 2009, que funcionará como una empresa de distribución con la finalidad de mejorar la gestión empresarial dadas las cuantiosas pérdidas de las empresas de distribución.

Dejan de existir las denominaciones de Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A., Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABI); Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. (EMELGUR); Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A. y Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., las cuales en el futuro funcionarán como gerencias regionales de CNEL. Los clientes de las empresas afectadas serán atendidos por la Corporación.

Las demás empresas de distribución estatales funcionarán de manera independiente de acuerdo a la Ley del Régimen del Sector Eléctrico que entró en vigencia en 1996.

- **Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC).**- Tomando en cuenta las disposiciones del Mandato No. 15, el 13 de febrero de 2009 se crea la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), con la finalidad de fusionar las empresas de generación estatales para incentivar la entrada de nuevos proyectos de generación mediante el mejoramiento de la eficiencia, la optimización de recursos y la aplicación de mejores prácticas técnicas administrativas y financieras.

La Corporación Eléctrica del Ecuador asume todos los derechos y obligaciones de las compañías que se fusionan: Electroguayas, Hidropaute, Hidroagoyán, Termopichincha, Termoesmeraldas y Transelectric. Las seis empresas pasan a convertirse en unidades estratégicas de negocio, cuya misión será la de generar y transmitir energía eléctrica a menor costo, confiable y con calidad.

- **Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP).**- Mediante Decreto Ejecutivo No. 220, firmado el 14 enero de 2010 se crea la Empresa

Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). Esta institución pública agrupará la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de electricidad y la ampliación del sistema eléctrico. Dentro de sus competencias están la promoción, inversión, y creación de empresas filiales, subsidiarias, consorcios y alianzas estratégicas.

El capital inicial de esta empresa es la suma de las cuentas que conforman el patrimonio registrado en los balances de las compañías Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A.) y de Hidronación S.A., mientras que los pasivos serán sumados por la componente de deuda externa reportados al 16 de octubre de 2009.

- **Segmentación de Actividades.-** Dado el establecimiento del Mandato 15 aprobado por la Asamblea Constituyente y tras la integración de las empresas eléctricas en las que el Estado tiene capital mayoritario, existe la posibilidad de que una misma empresa realice una actividad diferente de la industria eléctrica. Con el afán de mantener el control por actividad y transparentar el manejo de cada una de las empresas integradas se realizan contabilidades independientes de las actividades y unidades de negocio.

Para el caso de las empresas integradas dedicadas a una sola actividad, además de mantener una contabilidad integrada tienen además una contabilidad independiente de acuerdo a la región donde se encuentran ubicadas. Cada una de las empresas integradas maneja información técnica y comercial por sistema de distribución regional, por actividad y por unidad de negocio. Esta información es enviada al CONELEC, de acuerdo a plazos y formatos establecidos por esta entidad con la finalidad de disponer de información que permita un adecuado seguimiento y la actualización de bases de datos para la realización de proyectos futuros.

- **Calidad de Servicio.-** La calidad de servicio sigue aplicándose de acuerdo a sus parámetros establecidos previamente, para cada una de las actividades de la Industria Eléctrica independientemente de su integración dentro de una misma empresa.

2.5. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEEM)

El punto de encuentro de la institucionalidad y de las estructuras de negocio constituye, en lo físico el Sistema Eléctrico de Potencia y en lo comercial, el Mercado Eléctrico Mayorista.

Un mercado es un conjunto de acuerdos por medio de los cuales los compradores y los vendedores entran en contacto para intercambiar bienes y servicios. Para el caso de un mercado de electricidad el bien o servicio a intercambiar es la energía eléctrica.

Para este caso se van a dar transacciones y acuerdos mercantiles entre compradores y vendedores orientados a lograr que el producto, en este caso la electricidad, pueda ser comercializado entre las partes que intervienen en este mercado.

Los agentes MEEM, son:

- **Generador.-** Los generadores tienen la función de producir y ofertar energía eléctrica bajo principios de libre competencia, transparencia y eficiencia. Su operación se encuentra sujeta a contratos de concesión así como disposiciones legales y reglamentarias dictadas por el CONELEC. Los generadores no pueden asociarse entre sí para cumplir contratos de suministro de energía eléctrica o cualquier actividad, que directa o indirectamente incidan en la libre competencia, así como fijar precios o políticas comunes. Los generadores no pueden llevar a cabo actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica excepto en cuyos casos donde el reglamento lo permita.
- **Autoproductor.-** Es el generador que produce energía eléctrica para su propio consumo, puede tener o no excedentes, los mismos que pueden estar a disposición de terceros o del mercado eléctrico mayorista.
- **Transmisor**
Se encarga de transmitir la energía eléctrica de los generadores a los distribuidores a través del sistema nacional interconectado (SNI), tiene la obligación de expandir el sistema, basado en estudios previos que consten con la aprobación del CONELEC. El transmisor

permite el acceso a su red por parte de terceros mediante el pago del correspondiente peaje.

Las actividades que el transmisor tiene prohibido realizar son:

- a) Generación y distribución.
- b) Comercialización con usuarios de energía eléctrica.
- c) Comprar energía eléctrica de los generadores.
- d) Vender energía eléctrica a distribuidores, grandes consumidores o usuarios
- e) Discriminar, premiar y ofrecer ventajas a los diferentes participantes del MEM respecto del acceso al sistema de transmisión, excepto cuando se refiera a descuentos en las tarifas previamente autorizadas o se ofrezcan las mismas ventajas para todos.

- **Distribuidor y Comercializador.-** El distribuidor tiene la función de satisfacer el suministro de energía eléctrica dependiendo del área geográfica de concesión determinada por el CONELEC. En el contrato de concesión se establecen los tipos de control de los niveles de calidad de servicio con lo referente a lo técnico y comercial.

Los distribuidores podrán realizar actividades de generación una vez que hayan sido constituidas como personas jurídicas e independientes de esta actividad, los generadores por su parte no podrán transmitir ni distribuir energía eléctrica salvo algunas excepciones determinadas por la ley.

- **Consumidor Regulado.-** Persona natural o jurídica que recibe la energía eléctrica del distribuidor autorizado dependiendo del área geográfica de concesión al cual pertenezca y está sujeto a regulaciones y normativas dispuestas por el CONELEC.

- **Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista**

Las entidades que participan en el Mercado Eléctrico Mayorista son: los generadores, autoprodutores, distribuidores y grandes consumidores. Las transacciones que pueden realizarse en este tipo de mercado son:

- a. Contratos a plazo
- b. Transacciones en mercado ocasional (prácticamente eliminadas en la actualidad)
- c. Exportación e importación de energía y potencia.

El MEM comprende el número total de transacciones de compra y venta de energía eléctrica que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores e incluye también las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

2.6. CLASIFICACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

2.6.1. Empresas de generación eléctrica

- HIDROPAUTE S.A
- HIDROAGOYAN S.A
- HIDROPUCARA S.A
- TERMOESMERALDAS S.A
- TERMOPICHINCIA S.A
- ELECTROGUAYAS S.A
- ELECTROECUADOR
- ELECTROQUIL
- ECUAPOWER CUAPOWER
- ENERGYCORP
- ELECTROQUITO
- EL ACAUSTRO
- HIDRONACIÓN S.A
- ELECAUSTRO S.A.

2.6.2. Empresa de transmisión

- Compañía nacional de Transmisión Eléctrica, TRANSELECTRIC S.A

2.6.3. Empresas de distribución.

- REGIONAL NORTE S.A
- QUITO S.A
- COTOPAXI S.A
- AMBATO S.A

- RIOBAMBA S.A
- REGIONAL CENTRO SUR SC.A
- REGIONAL SUR S.A.
- AZOGUES C.A
- BOLÍVAR S.A
- ESMERALDAS S.A
- REGIONAL MANABÍ S.A
- LOS RÍOS C.A
- MILAGRO C.A
- PENÍNSULA STA, ELENA C.A
- EMELGUR EMELSUR S.A
- CONELEC
- EL ORO S.A
- SANTO DOMINGO S.A

2.7. ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.7.1. Potencia Efectiva

Potencia efectiva de las centrales de generación e interconexiones.

TABLA No. 1
POTENCIA EFECTIVA NACIONAL (MW)

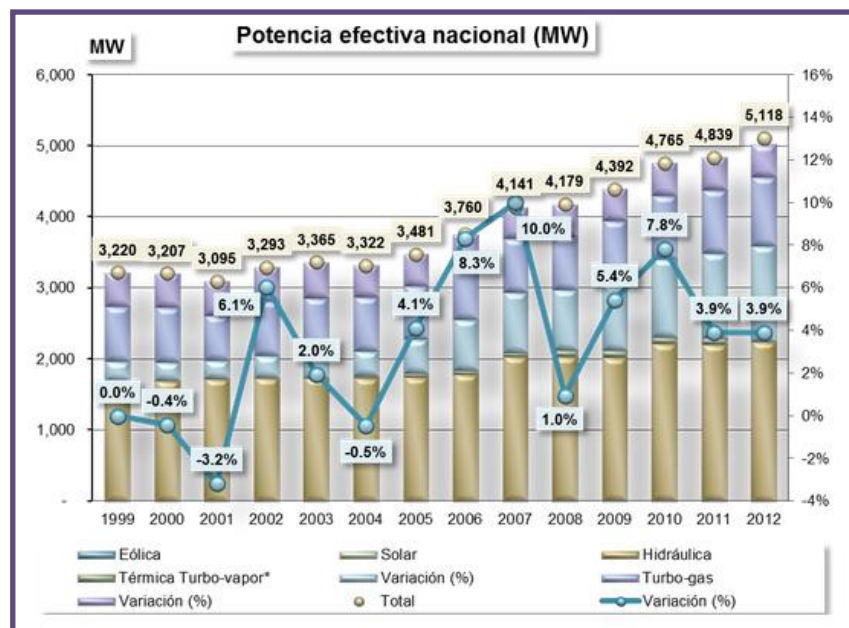
Potencia efectiva nacional (MW)									
Año	Renovable				No Renovable			Total	Variación (%)
	Hidráulica	Solar	Eólica	Térmica Turbo-vapor*	Térmica				
					MCI	Turbo-gas	Turbo-vapor		
1999	1,702.9	-	-	-	275.2	769.3	473.0	3,220.4	
2000	1,702.8	-	-	-	261.4	769.3	473.0	3,206.5	-0.42%
2001	1,725.6	-	-	-	259.6	637.3	473.0	3,095.5	-3.18%
2002	1,733.4	-	-	-	315.5	771.3	473.0	3,293.2	6.06%
2003	1,733.5	-	-	-	366.5	762.0	503.0	3,365.0	1.97%
2004	1,732.5	-	-	28.0	353.5	766.0	442.0	3,322.0	-0.46%
2005	1,749.9	0.02	-	55.6	479.6	752.5	443.0	3,480.6	4.12%
2006	1,785.8	0.02	-	63.3	714.4	753.5	443.0	3,760.0	8.33%
2007	2,030.4	0.02	2.4	63.3	849.0	752.5	443.0	4,140.6	10.02%
2008	2,032.5	0.02	2.4	94.5	850.7	756.2	443.0	4,179.4	0.95%
2009	2,029.7	0.02	2.4	94.5	926.6	896.2	443.0	4,392.4	5.45%
2010	2,215.2	0.02	2.4	93.4	1,102.5	897.5	454.0	4,765.0	7.84%
2011	2,207.2	0.04	2.4	93.4	1,184.8	897.5	454.0	4,839.3	3.90%
2012	2,245.6	0.08	2.4	93.4	1,348.6	973.9	454.2	5,118.2	3.90%

Nota: * Se refiere a las centrales de las empresas azucareras que utilizan como combustible Bagazo de Caña

** Actualizado a diciembre 2012

- La potencia efectiva de la Interconexión con Colombia es 525,0 MW y con Perú 110,0 MW

GRÁFICO No. 1



FUENTE: CONELEC
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

2.7.2. Producción de Energía

La productividad energética mide la salida monetaria de los bienes y servicios generados con un conjunto dado de insumos energéticos. Se mide la productividad en términos de la razón del valor agregado entre el valor de los insumos energéticos. Esto significa que es el inverso de la intensidad energética que se define como la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de producto interno bruto. Esta definición permite tener una visión para entender la relación entre demanda de energía y crecimiento económico.

La forma de mejorar la productividad energética puede realizarse mediante la reducción de los insumos energéticos requeridos para producir un mismo nivel de servicios e incrementando la cantidad o calidad de los bienes y servicios.

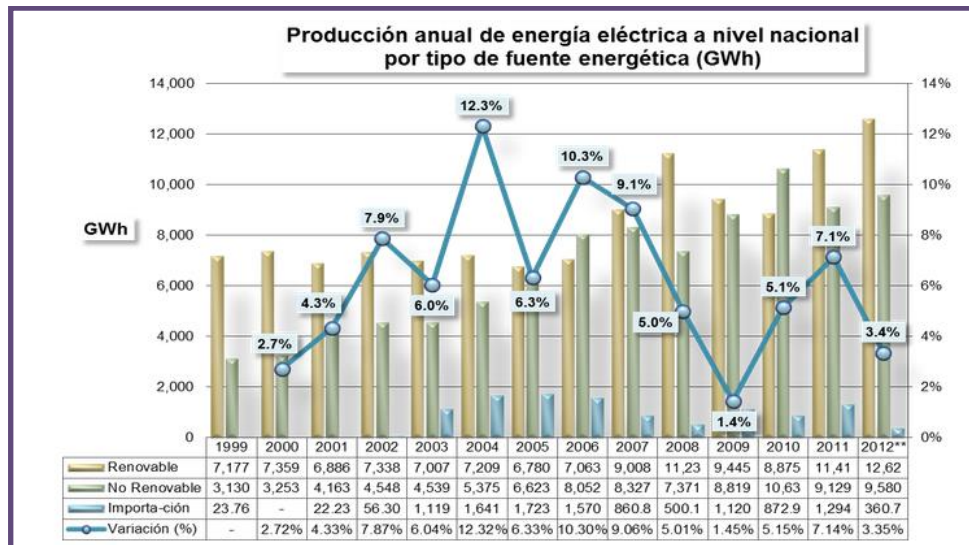
TABLA No. 2
PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL
POR TIPO DE FUENTE ENERGÉTICA (GWh)

Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (GWh)										
Año	Renovable				No Renovable			Importación	Total	Variación (%)
	Hidráulica	Solar	Eólica	Térmica Turbo-vapor*	Térmica					
					MCI	Turbo-gas	Turbo-vapor			
1999	7,177.36	-	-	-	291.27	538.21	2,301.28	23.76	10,331.88	-
2000	7,359.01	-	-	-	578.44	524.07	2,150.92	-	10,612.44	2.72%
2001	6,886.29	-	-	-	711.28	1,053.40	2,398.83	22.23	11,072.03	4.33%
2002	7,338.89	-	-	-	695.65	1,313.98	2,539.04	56.30	11,943.86	7.87%
2003	7,007.12	-	-	-	731.17	1,335.17	2,472.67	1,119.61	12,665.74	6.04%
2004	7,206.20	-	-	3.24	1,366.84	1,739.72	2,268.84	1,641.61	14,226.46	12.32%
2005	6,677.55	-	0.01	102.86	1,384.89	2,483.39	2,755.32	1,723.45	15,127.47	6.33%
2006	6,917.77	-	0.01	145.56	2,103.16	3,136.13	2,813.22	1,570.47	16,686.32	10.30%
2007	8,789.16	0.96	0.02	218.75	3,340.42	2,437.45	2,549.90	860.87	18,197.52	9.06%
2008	11,026.16	2.68	0.03	208.32	3,243.67	1,839.86	2,287.80	500.16	19,108.69	5.01%
2009	9,225.41	3.20	0.01	216.52	3,145.61	2,816.44	2,857.43	1,120.75	19,385.37	1.45%
2010	8,636.40	3.43	-	235.56	4,087.07	3,820.33	2,727.06	872.90	20,382.76	5.15%
2011	11,133.09	3.34	0.06	278.20	4,375.78	2,272.25	2,481.42	1,294.59	21,838.73	7.14%
2012*	12,390.93	2.39	0.29	235.60	5,026.59	2,139.53	2,414.84	360.72	22,570.89	3.35%

Nota: * Se refiere a la energía obtenida de la Biomasa (Bagazo de Caña utilizado por las centrales de las empresas azucareras)

** Año móvil noviembre 2012

GRÁFICO No. 2



FUENTE: CONELEC
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

2.7.3. Consumo de Energía

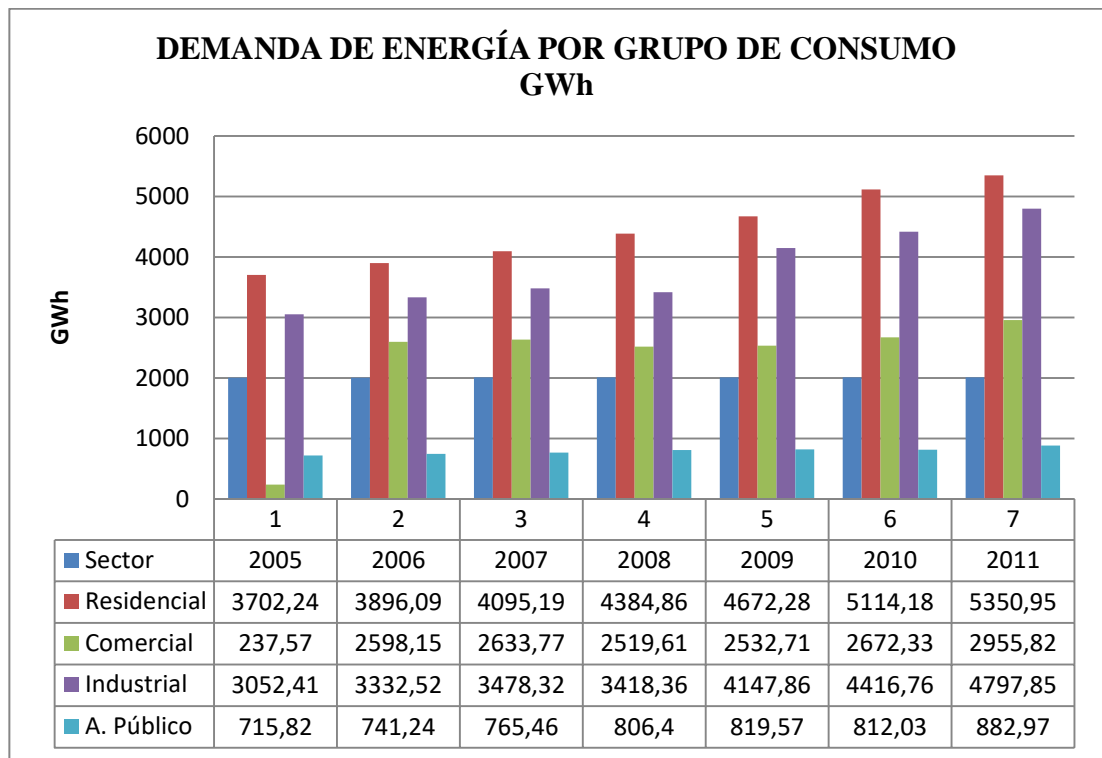
El consumo energético total del país ha tenido un incremento notable desde el año 2000, cabe notar que mientras la población del Ecuador aumenta el índice de consumo energético va en ascenso, esto es algo comprensible, pues el país demanda mayor cantidad de energía a medida que su población crece.

TABLA No. 3
POR GRUPO DE CONSUMO (GWh)

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Residencial	3702,24	3896,09	4095,19	4384,86	4672,28	5114,18	5350,95
Comercial	237,57	2598,15	2633,77	2519,61	2532,71	2672,33	2955,82
Industrial	3052,41	3332,52	3478,32	3418,36	4147,86	4416,76	4797,85
A. Público	715,82	741,24	765,46	806,4	819,57	812,03	882,97

FUENTE: CONELEC
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 3



FUENTE: CONELEC
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

2.7.4. Precio Medio Energía Distribución

Existen dos grandes problemas en el manejo del sector eléctrico del país, lo que encarece dramáticamente las facturas que se paga por el consumo y adicionalmente obliga a mantener cuantiosos subsidios por más de US\$ 300 millones.

El primer gran problema es que en promedio tan solo utilizamos energía hidroeléctrica hasta el 60,70% del consumo del país, esa energía cuesta US\$ 2,8 ctvs el kw, sin embargo, el Estado compra por el restante 39% de la energía a precios mucho más altos de hasta 15 ctvs el kw por lo que entrega a la población un costo de energía mucho más alto de lo que la potencialidad hidroeléctrica del país permitiría.

El precio promedio por kilovatio hora en Ecuador (9,2 US\$Kwh) es casi el doble del valor de la tarifa en países como Colombia y Perú. (5,5 US\$Kwh.).

El segundo gran problema es que las distribuidoras de energía eléctrica manejadas en su totalidad por el gobierno pierden en promedio el 17% de la energía que se les entrega, existiendo casos en la costa en que estas pérdidas superan un asombroso 30% .

Se debe mencionar también que en el Ecuador existe un exceso de trabajadores en las empresas de distribución eléctrica para atender a 3,3 millones de abonados. Así, para atender a 1.000 clientes, hay 3,8 trabajadores; lo recomendable según los estándares internacionales sería 1,25.

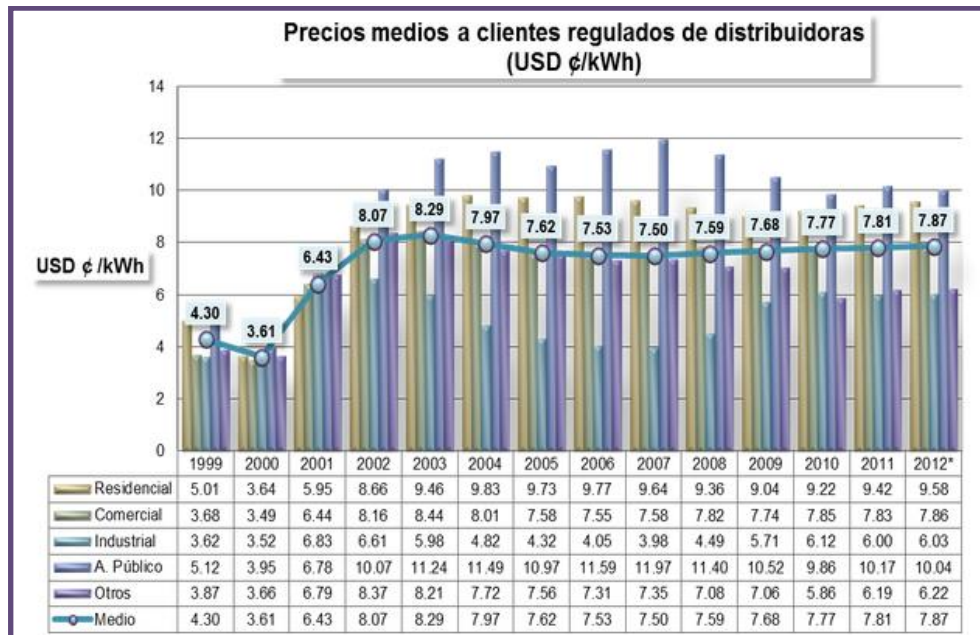
Precio medio de la energía eléctrica que pagan los consumidores se encuentra representado en la siguiente tabla y cuadro.

TABLA No. 4
ACTUALIZADO A NOVIEMBRE DEL 2012

Precios medios a clientes finales de distribuidoras (USD ¢/kWh)												
Año	Residencial		Comercial		Industrial		A. Público		Otros		Medio	Variación (%)
	Precio Medio	Variación (%)	Precio Medio	Variación (%)	Precio Medio	Variación (%)	Precio Medio	Variación (%)	Precio Medio	Variación (%)		
1999	5.01		3.68		3.62		5.12		3.87		4.30	
2000	3.64	-27.37%	3.49	-5.32%	3.52	-2.65%	3.95	-22.85%	3.66	-5.49%	3.61	-16.21%
2001	5.95	63.73%	6.44	84.68%	6.83	93.83%	6.78	71.76%	6.79	85.86%	6.43	78.43%
2002	8.66	45.51%	8.16	26.77%	6.61	-3.30%	10.07	48.54%	8.37	23.21%	8.07	25.39%
2003	9.46	9.14%	8.44	3.42%	5.98	-9.45%	11.24	11.58%	8.21	-1.91%	8.29	2.81%
2004	9.83	3.93%	8.01	-5.07%	4.82	-19.36%	11.49	2.30%	7.72	-6.03%	7.97	-3.84%
2005	9.73	-0.96%	7.58	-5.42%	4.32	-10.42%	10.97	-4.58%	7.56	-2.00%	7.62	-4.46%
2006	9.77	0.41%	7.55	-0.40%	4.05	-6.21%	11.59	5.65%	7.31	-3.35%	7.53	-1.21%
2007	9.64	-1.39%	7.58	0.50%	3.98	-1.85%	11.97	3.30%	7.35	0.62%	7.50	-0.40%
2008	9.36	-2.92%	7.82	3.14%	4.49	12.88%	11.40	-4.78%	7.08	-3.74%	7.59	1.26%
2009	9.04	-3.34%	7.74	-1.02%	5.71	27.14%	10.52	-7.66%	7.06	-0.25%	7.68	1.20%
2010	9.22	1.93%	7.85	1.35%	6.12	7.11%	9.86	-6.31%	5.86	-16.96%	7.77	1.11%
2011	9.42	0.29%	7.83	-0.09%	6.00	0.16%	10.17	-0.01%	6.19	-0.94%	7.81	0.03%
2012*	9.58	1.64%	7.86	0.43%	6.03	0.35%	10.04	-1.27%	6.22	0.57%	7.87	0.72%

*Año Móvil a noviembre de 2012

GRÁFICO No. 4



FUENTE: CONELEC
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

2.7.5. Consumo de Energía Eléctrica Per Cápita

El consumo de energía eléctrica mide la producción de las plantas generadoras de electricidad y las plantas de generación combinada de calor y electricidad, menos las pérdidas por transmisión, distribución y transformación, y el consumo propio de las plantas de los años generados (KWh per cápita). Cantidad promedio de energía eléctrica consumida por cada habitante.

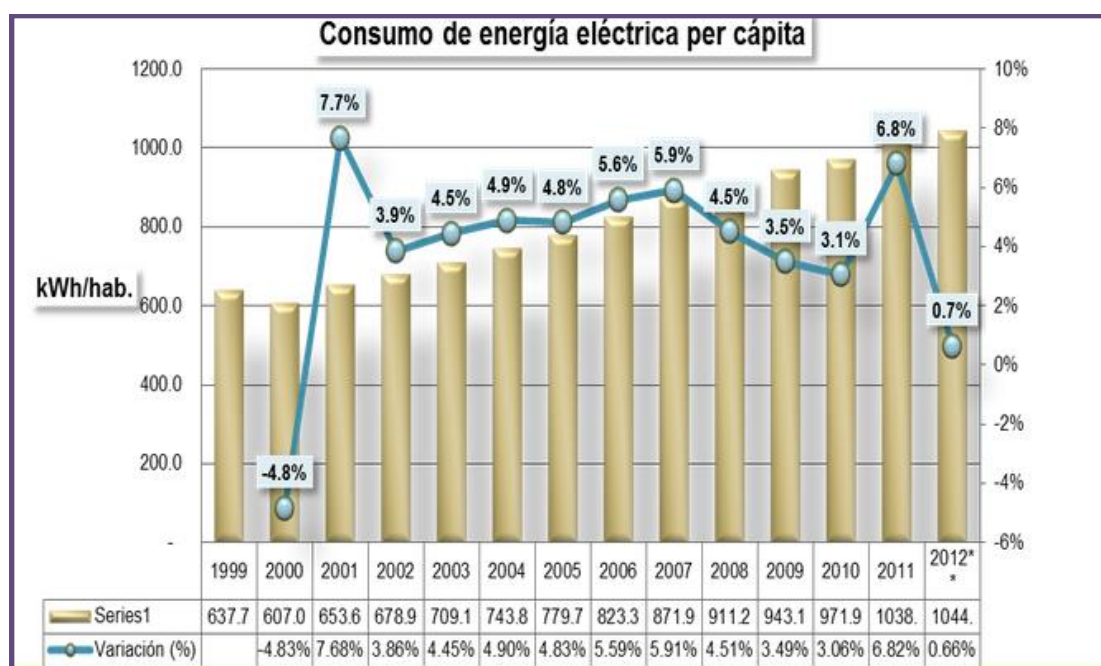
TABLA No. 5
ACTUALIZADO A NOVIEMBRE DEL 2012

Consumo de energía eléctrica per cápita				
Año	Consumo Eléctrico (GWh)	Población del País (Miles)*	Consumo Per Cápita (kWh/hab.)	Variación (%)
1999	7,731	12,121	638	
2000	7,885	12,990	607	-4.83%
2001	8,158	12,480	654	7.68%
2002	8,596	12,661	679	3.86%
2003	9,107	12,843	709	4.45%
2004	9,690	13,027	744	4.90%
2005	10,305	13,215	780	4.83%
2006	11,039	13,408	823	5.59%
2007	11,863	13,605	872	5.91%
2008	12,580	13,805	911	4.51%
2009	13,213	14,010	943	3.49%
2010	14,077	14,483	972	3.06%
2011	15,249	14,688	1,038	6.82%
2012**	16,090	15,397	1,045	0.66%

Fuente: * CONELEC

** Datos actualizados con corte a noviembre 2012

GRÁFICO No. 5



FUENTE: CONELEC
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

CAPÍTULO III.

3. APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15 CONELEC Y LA REGULACIÓN No. CONELEC - 004/09

3.1. MANDATO CONSTITUYENTE No. 15

Con fecha 23 de julio de 2008, la Asamblea Constituyente expidió el Mandato Constituyente No. 15, mediante el cual, se establecen varias disposiciones relacionadas con el sector eléctrico ecuatoriano.

Que, en el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, se faculta al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios para que en un plazo de 30 días, se aprueben los nuevos pliegos tarifarios que permitan obtener una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución;

Que, es necesario articular los criterios que se aplicarán para establecer los pliegos tarifarios, con aquellos que se utilizarán para las transacciones de compraventa de potencia y energía entre los diferentes actores del sector eléctrico;

Que, es necesario realizar ajustes al marco jurídico vigente para el sector eléctrico, considerando las directrices establecidas en el Mandato Constituyente No. 15, para lo cual el CONELEC, a través de dicho Mandato, está facultado para emitir las regulaciones que se requieran para su aplicación; y,

En ejercicio de las facultades otorgadas por el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, y de los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que permite al CONELEC regular el sector eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales

deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, CENACE¹ y clientes del sector eléctrico :

Resuelve:

Emitir la presente Regulación que permitirá aplicar el Mandato Constituyente No. 15, aprobado por la Asamblea Constituyente.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1. OBJETIVO.

El objetivo de la presente Regulación es establecer los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

2. ALCANCE.

La presente Regulación establece como alcance lo siguiente:

- a. Definir nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado.
- b. Establecer los nuevos parámetros regulatorios que se considerarán para el cálculo de las tarifas eléctricas.
- c. Aplicación de los pliegos tarifarios.
- d. Mecanismo de coordinación con el Ministerio de Finanzas.
- e. Proceso de transición

3. REGULACIONES COMPLEMENTARIAS.

Sin perjuicio de lo establecido en la presente Regulación, el CONELEC, en ejercicio de las facultades otorgadas por el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, emitirá regulaciones complementarias para la cabal aplicación de dicho Mandato

¹ CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

CAPÍTULO II

PRINCIPIOS PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS

- ESTRUCTURA DE COSTOS.

Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán: precio referencial de generación, costos del sistema de transmisión y costos del sistema de distribución.

- CÁLCULO DE LA COMPONENTE DE GENERACIÓN

Es el valor que tendrá que pagar un consumidor final para cubrir los costos de la etapa de generación y corresponde al precio promedio ponderado de las compras efectuadas por los distribuidores en contratos regulados con generadores que estén en operación comercial, incluyendo todos los rubros correspondientes a la etapa de generación que no estén contemplados bajo la figura de contratos regulados y los ajustes necesarios por los costos de los servicios complementarios del mercado

La componente de generación será establecida por el CONELEC, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por los agentes y el CENACE.

Para el efecto, se considerarán los criterios establecidos en la presente Regulación para la liquidación comercial de las transacciones (numeral 17).

- CÁLCULO DEL COSTO DE TRANSMISIÓN.

Para el cálculo de la tarifa de transmisión, que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión se considerará lo siguiente:

- a. Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- b. Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC. El Transmisor mantendrá, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada como costos de reposición.

En cuanto al componente de Expansión que cubre los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión, elaborado por el Transmisor y aprobado por el

CONELEC, será asumido por el Estado y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

- **CÁLCULO DEL COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN.**

Para el cálculo del componente de distribución, se considerará lo siguiente:

- a. Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- b. Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC. Los distribuidores mantendrán, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada como costos de reposición.

En cuanto al componente de Expansión de las Distribuidoras, elaborado por las distribuidoras dentro de su correspondiente plan de expansión y aprobado por el CONELEC, será asumido por el Estado asumirá y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

Las distribuidoras presentarán sus costos operativos auditados, para cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale la normativa específica.

- **TARIFA ÚNICA A NIVEL NACIONAL.**

En función de lo establecido en el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, con base a la información de las etapas de generación, transmisión y distribución, el CONELEC procederá a determinar la tarifa única a nivel nacional, para cada tipo de consumo, que deberá ser aplicada por los distribuidores.

Para efectos de este cálculo, se simulará como una única empresa de distribución. Los cargos resultantes de esta simulación se aplicarán en todas las Empresas Distribuidoras, excepto en aquellas empresas que, a la fecha de expedición del Mandato Constituyente No.15, tengan una tarifa inferior a la tarifa única.

- DIFERENCIA CON LA TARIFA ÚNICA A NIVEL NACIONAL y DÉFICIT TARIFARIO.

La aplicación de la tarifa única a nivel nacional ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a su tarifa propia (costos propios); el CONELEC, para este caso, efectuará el cálculo de esta diferencia en forma mensual, conforme la regulación específica que se emita para tal efecto.

Dentro de este cálculo, el CONELEC incluirá todos los subsidios o compensaciones que estado haya otorgado, a través de la propia normativa eléctrica o de otras Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes.

El CONELEC, observando lo dispuesto en los Artículos 6 y 11 del Mandato Constituyente No. 15, comunicará anualmente al Ministerio de Finanzas, los valores que, por la aplicación de la tarifa única, ocasionen el déficit de las empresas distribuidoras, a fin de que se lo incluya en el Presupuesto General del Estado del año que corresponde la aplicación tarifaria. Los desembolsos del Ministerio de Finanzas serán en forma mensual, sobre la base del informe que, con igual periodicidad, presente el CONELEC.

- AUDITORIAS.

Cuando el Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, lo solicite, los Generadores, el Transmisor y los Distribuidores están obligados a contratar auditorias técnicas-económicas independientes para evaluar los costos de cada una de sus componentes. Los informes de tales auditorias serán entregados al CONELEC y a los agentes respectivos.

- **PLAZOS PARA EL CÁLCULO TARIFARIO Y PERÍODO DE VIGENCIA DE LAS TARIFAS.**

El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión. Este pliego podrá ser revisado tantas veces cuantas el CONELEC lo considere necesario.

- **COORDINACIÓN CON ENTIDADES DEL GOBIERNO CENTRAL.**

El CONELEC, con el apoyo del Ministerio de Electricidad, coordinará con las otras entidades del gobierno central y organismos del sector eléctrico las acciones que sean necesarias para que los desembolsos mensuales del Ministerio de Finanzas sea en forma oportuna, especialmente para evitar falta de liquidez en aquellos generadores termoeléctricos que requieren comprar combustible en forma anticipada.

CAPÍTULO III

FUNCIONAMIENTO DE MERCADO

PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN Y DESPACHO ECONÓMICO.

El CENACE, para la planificación de la operación del sistema, a largo, mediano y corto plazo, seguirá observando la normativa vigente en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y los Reglamentos relacionados vigentes, aplicando modelos matemáticos aprobados por el CONELEC.

- **MERCADO DE LARGO PLAZO (CONTRATOS)**

En el Mercado Eléctrico Mayorista se suscribirán los siguientes contratos:

- a. Contratos regulados a plazo que, como resultado de concursos públicos, se suscriban entre generadores privados y distribuidores;
- b. Contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, sin excepción alguna, y los distribuidores;

- c. Contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y Grandes Consumidores que se encuentren debidamente facultados.

- **CONTRATOS REGULADOS**

Los contratos regulados a plazo suscritos por los generadores, señalados en los literales a) y b) del numeral anterior tendrán las siguientes características:

- a. Serán liquidados por toda la producción real de energía eléctrica, y serán asignados a todas las empresas distribuidores en proporción a su demanda real medida.
- b. Contemplarán un cargo fijo relacionado con su disponibilidad y un cargo variable en función de su producción. El cargo fijo será liquidado, así no sea despachado por el CENACE, siempre que se mantenga disponible el generador o en los períodos de mantenimiento debidamente autorizados por el CENACE. Los cargos variables serán liquidados de acuerdo a la producción de energía eléctrica medida.
- c. Los contratos tendrán una duración mínima de un año; excepto para los generadores que usen energías renovables no convencionales cuya duración no podrá ser menor a diez años.

Los cargos variables que se fijen en los contratos regulados serán los que el CENACE considere como costos variables de producción para todos los procesos: planificación operativa, despacho y liquidación. Para aquellos generadores que no tengan suscritos contratos regulados, se observará la normativa vigente para la declaración de los costos variables de producción.

El cargo fijo será aprobado por el CONELEC, sobre la base de una anualidad que será determinada en una regulación específica a ser emitida. Este cálculo será auditado a petición del CONELEC.

Los contratos regulados serán liquidados (ex-post) por el Centro Nacional de Control de Energía, para lo cual deberán ser registrados en el CENACE. Los agentes contratantes, al momento del registro, informarán al CENACE los precios de los contratos (cargos fijos y cargos variables).

- **MERCADO DE CORTO PLAZO.**

En el mercado de corto plazo o mercado ocasional, se liquidarán la producción de aquellos generadores privados que no tengan contratos regulados suscritos con los distribuidores, de acuerdo a la normativa vigente tanto para energía como para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. De manera similar, las transacciones internacionales de electricidad y la fijación de precios en este mercado, serán determinadas conforme a la normativa específica vigente para cada caso.

- **LIQUIDACIÓN COMERCIAL DE LAS TRANSACCIONES.**

El CENACE liquidará todas las transacciones comerciales, determinando los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del Mercado Eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos regulados de compraventa y la presente regulación, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

La liquidación de servicios complementarios del mercado, serán liquidadas y asignados por el CENACE, observando la normativa vigente, en todo lo que sea aplicable y que no se contraponga a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15.

A efectos de la liquidación de las transacciones comerciales, se observará lo siguiente:

- a. La producción de los generadores pertenecientes al Estado, a través del Fondo de Solidaridad u Organismos de desarrollo regional o local, será valorada considerando sus costos reales, bajo la modalidad de anualidad de costos fijos más los costos variables de producción que constarán en los contratos regulados. En el caso que estos Generadores tengan contratos vigentes con Grandes Consumidores y reciban pago por Potencia Remunerable, este monto será descontado de la anualidad que deba recibir por costos fijos en los contratos regulados.
- b. La producción de los generadores pertenecientes al Estado, a través del Fondo de Solidaridad u Organismos de desarrollo regional o local, será distribuido a todas las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda de energía regulada que abastezcan dentro de su área de concesión. Por demanda de energía regulada se entenderá el consumo de energía de los usuarios regulados (no Grandes Consumidores ni Consumos Propios de Autogeneradores) de la empresa distribuidora.

- c. La producción de los generadores privados, que suscriban contratos regulados con las empresas distribuidoras, observando las disposiciones de la presente regulación, será asignada a todas las distribuidoras en forma proporcional a la demanda de energía regulada de cada una de ellas.
- d. La producción de los generadores privados, que a la fecha de aprobación de la presente Regulación no hayan suscrito contratos regulados con las empresas distribuidoras, o serán liquidados conforme las reglas comerciales vigentes en el Mercado de Corto Plazo.
- e. Las transferencias provenientes de las transacciones internacionales de electricidad, serán valoradas conforme las reglas comerciales vigentes, hasta tanto los Organismos Reguladores acuerden términos comerciales diferentes a nivel de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Las importaciones serán distribuidas en forma proporcional a la demanda regulada de las empresas distribuidoras.
- f. La producción de los generadores no escindidos y pertenecientes a las empresas de distribución, será asignada a todas las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda regulada de cada una ellas. Esta producción será valorada con el precio promedio de los contratos regulados entre los generadores pertenecientes al Estado y las empresas distribuidoras. El promedio se lo hará para cada tipo de generador: hidráulica, térmica - vapor, térmica combustión interna, turbina a gas, etc.
- g. Las pérdidas de energía totales de transmisión, para cada hora, serán el resultado de la suma de las energías netas medidas en las barras de generación, menos la suma de las energías medidas en los puntos de recepción de los Agentes que retiran energía del MEM. Estas pérdidas de energía serán repartidas o asignadas, a efectos de la liquidación, en forma proporcional a los retiros físicos de energía que cada Agente consumidor efectuó en esa hora. El costo de pérdidas de transmisión que corresponde a cada Agente del MEM, será igual a las pérdidas de energía de transmisión asignadas al Agente, valoradas con el costo del Mercado de Corto Plazo.

- AUDITORÍAS.

Las auditorias o pruebas que realice el CENACE o que soliciten los Agentes o el CONELEC, para verificar parámetros técnicos o comerciales, se harán con sujeción a lo establecido en la Regulación sobre los Procedimientos de Despacho y Operación o la norma que le complemente, modifique o sustituya.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA: Jerarquía de la Regulación.

Las disposiciones de esta regulación prevalecerán sobre cualquier otra normativa, relacionada con la materia.

SEGUNDA: Normativa complementaria

En aplicación del Artículo 1 del Mandato Constituyente, en la que faculta al CONELEC, sin limitación alguna a establecer los nuevos parámetros específicos que se requieran, se indica que en todo lo demás que no esté expresamente indicado en esta Regulación y que no se oponga a las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15 y en la presente Regulación, se observará lo dispuesto en la normativa vigente para el sector eléctrico.

TERCERA: La presente Regulación entrará en vigencia a partir de la fecha de su aprobación.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

- PRIMERA: Revisión del pliego tarifario

El CONELEC aprobará los nuevos pliegos tarifarios, determinados en base a las disposiciones de la presente Regulación, los mismos que entrarán en vigencia en forma inmediata a partir de la fecha de su aprobación.

- **SEGUNDA:** Mecanismo de transición de mercado hacia la contratación regulada.

El Fondo de Solidaridad, a través de las empresas generadoras y distribuidoras en las cuales el Estado tiene participación suscribirán nuevos contratos, conforme a las disposiciones aquí emitidas en un plazo no mayor a 30 días a partir la fecha de vigencia de la presente Regulación.

- **TERCERA:** Transacciones Internacionales de Electricidad.

Las transacciones internacionales de electricidad se seguirán ejecutando conforme los principios establecidos en la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, en los Acuerdos suscritos por el CONELEC con los restantes Organismos Reguladores, y en la normativa específica emitida sobre la materia, previo a la aprobación de la presente Regulación.

La energía proveniente de las transacciones internacionales de electricidad, será distribuida a toda las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda de energía regulada que abastezcan dentro de su área de concesión. El mismo criterio será utilizado para el cálculo de las respectivas garantías.

Una vez que se cuenten con nuevos acuerdos con los Organismos Reguladores, estos serán incluidos dentro del ordenamiento jurídico del sector eléctrico ecuatoriano.

- **CUARTA:** Procesos técnicos y comerciales del CENACE.

A partir de la aprobación de la presente Regulación, la Corporación CENACE dispondrá de 30 días para realizar las adecuaciones a sus procesos técnicos y comerciales, de forma de cumplir con los criterios establecidos en esta Regulación.

- **QUINTA:** Contratos entre generadores privados y empresas distribuidoras.

El Fondo de Solidaridad, a través de las empresas distribuidoras, modificará los contratos vigentes con aquellos generadores privados que tengan contratos suscritos antes de la fecha

de vigencia de esta Regulación, conforme a las disposiciones aquí emitidas. El plazo será no mayor a 30 días a partir de la fecha de vigencia de la presente Regulación.

Cualquier nuevo contrato de compraventa que cualquier generador privado deba suscribir para vender a las distribuidoras deberá ser del tipo de contrato regulado y asignado en forma proporcional a la demanda regulada de las empresas distribuidoras.

- SEXTA: Contratos previamente suscritos entre empresas pertenecientes al Estado y empresas privadas.
 - a. Los contratos suscritos, antes de la vigencia de la presente Regulación, entre generadores privados y las empresas distribuidoras, se seguirán ejecutando hasta su modificación en cumplimiento de la Disposición Transitoria Quinta. En caso no se llegue a un acuerdo para su modificación, seguirán ejecutándose durante su período de vigencia pero no podrán ser renovados bajo ninguna circunstancia.
 - b. Los contratos suscritos, antes de la vigencia de la presente Regulación, entre generadores pertenecientes al Estado, a través del Fondo de Solidaridad u Organismos de desarrollo regional o local, con grandes consumidores, seguirán ejecutando durante su periodo de vigencia y no podrán ser renovados.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 106/08, en sesión del 12 de agosto de 2008.

3.2. REGULACIÓN No. CONELEC - 004/09

El directorio del consejo nacional de electricidad CONELEC considerando:

Que, con fecha 23 de julio de 2008, la Asamblea Constituyente expidió el Mandato Constituyente No. 15, mediante el cual, se establecen varias disposiciones relacionadas con el sector eléctrico ecuatoriano;

Que, en el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, se faculta al Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios para que se aprueben los nuevos pliegos tarifarios que permitan obtener una tarifa única que debe ser aplicada por las empresas eléctricas de distribución;

Que, mediante Resolución No. 106/08, de 12 de agosto de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC - 006/08, “Aplicación del Mandato Constituyente No. 15”;

Que, con Resolución No. 0138/08 de 27 de noviembre de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC - 013/08 “Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15”;

Que, es necesario complementar el marco jurídico vigente para el sector eléctrico, considerando las directrices establecidas en el Mandato Constituyente No. 15, para lo cual el CONELEC, a través de dicho Mandato, está facultado para emitir las regulaciones que se requieran para su aplicación;

Que, conforme lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15, se han producido fusiones de empresas del sector eléctrico en las que el Estado tiene una participación accionaria mayoritaria, por tanto es necesario establecer los parámetros sobre los cuales operarán esas empresas;

Que, es necesario efectuar reformas a algunos cuerpos normativos relacionados con el funcionamiento del sector eléctrico, que permitan ajustarse a las disposiciones emanadas del Mandato Constituyente No. 15; y,

En ejercicio de las facultades otorgadas por el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, y de los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que

permite al CONELEC regular el sector eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, CENACE y clientes del sector eléctrico:

Resuelve:

Emitir la “Regulación Complementaria No. 2 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15”.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

OBJETIVO.

El objetivo de la presente Regulación es establecer principios y parámetros regulatorios para el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano y para el análisis de costos para la determinación de tarifas, considerando la participación de nuevas empresas y los principios establecidos en las Regulaciones Nos. 006/08 y 013/08, aprobadas por el Directorio del CONELEC.

ALCANCE.

La presente Regulación tiene como alcance lo siguiente:

- f. Establecer mecanismos alternativos de contratación regulada, especialmente para los generadores y autogeneradores de capital privado;
- g. Definir los parámetros para la participación de las empresas integradas dentro del mercado eléctrico;
- h. Determinar reglas comerciales adicionales para la liquidación de las transacciones en el mercado eléctrico;
- i. Complementar los aspectos tarifarios, especialmente los relacionados con las empresas fusionadas;
- j. Establecer reformas o modificaciones de la normativa vigente, con el fin de armonizar con los principios constantes en la Constitución y el Mandato Constituyente No. 15.

DEFINICIONES.

Contrato regulado parcial: corresponde a aquel contrato regulado en el cual el generador compromete solo una parte de su producción para la demanda regulada y lo restante está comprometido con el/los grandes consumidores.

Empresas fusionadas o integradas: son aquellas empresas eléctricas en las que el Estado tiene capital mayoritario, que en aplicación del Mandato Constituyente No. 15 se han fusionado, independientemente de su actividad dentro de la industria eléctrica.

Sistemas regionales: corresponde a aquellos sistemas eléctricos de las empresas eléctricas de distribución, previo al proceso de integración dispuesto por el Mandato Constituyente No. 15.

CAPITULO II

CONTRATACIÓN REGULADA

MECANISMOS DE CONTRATACIÓN PARA GENERADORES.

Las transacciones de largo plazo, a través de los contratos regulados de compraventa de energía, se realizarán sobre la base de los mecanismos descritos en la Regulación No. 006/08 y Regulación No. 013/08, o las normas que les modifiquen, complementen o sustituyan.

A más de lo señalado en el párrafo inmediato anterior, como alternativa, los generadores podrán optar por otro esquema de contratación regulada, sobre la base de los siguientes parámetros:

- a. Este mecanismo de contratación regulada tiene tres componentes: Potencia Remunerable Puesta a Disposición -PRPD-, cargo variable o costo variable de producción -CVP-, y finalmente, Cargo Variable Adicional -CVA-.
- b. La PRPD de cada unidad o planta de generación, será calculada conforme lo establecido en la Regulación No. CONELEC - 003/04 “Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición” o la que la sustituya. La remuneración de la PRPD será realizada en función del Precio Unitario de Potencia -PUP- aprobado por el CONELEC, y de la disponibilidad de las unidades y plantas de generación.
- c. El CVP será determinado conforme a la normativa específica y liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. La Regulación que se aplicará para la declaración de este componente será la No. CONELEC – 003/03 vigente o la que la sustituya.
- d. El CVA será propuesto por los generadores, en cUSD/kWh, y considerará un pronóstico de la operación de sus equipamientos, el mismo que será liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. El CONELEC podrá establecer valores referenciales para el CVA, los mismos que serán informados a los entes responsables de la negociación de los contratos regulados.

El CVA que constará en el contrato será el valor establecido en la negociación.

Los generadores deberán optar por un solo esquema de contratación, es decir no se permitirán contratos parciales que consideren los dos mecanismos de contratación regulada.

En los demás temas referentes a la contratación regulada, se deberá observar los principios establecidos en las Regulaciones vigentes.

MECANISMOS DE CONTRATACIÓN PARA AUTOGENERADORES.

Los mecanismos de contratación aplicables al caso de los autogeneradores, será exclusivamente por los excedentes de generación y corresponderán:

- a. Contratos libremente pactados con aquellos grandes consumidores que se encuentren debidamente facultados.

- b. Contratos regulados que suscriban con los distribuidores, en forma proporcional a la demanda regulada.

CONTRATACIÓN REGULADA DE AUTOGENERADORES.

Para el caso de nuevos proyectos de generación destinados a la autogeneración, y que deseen comercializar sus excedentes a través de contratos regulados, éstos deberán presentar, para consideración y evaluación del ente responsable de la negociación, su oferta para la venta de energía eléctrica.

La oferta de los autogeneradores contemplará un solo componente energizado (cUSD/kWh), determinado en función de su capacidad total de generación, de su consumo propio total, así como también de la información económica del autogenerador y del pronóstico sobre su producción energética. Es preciso señalar que bajo esta modalidad de contratación regulada, no existirá ningún reconocimiento por concepto de PRPD.

Este mecanismo también aplica a los autogeneradores que se encuentran operando a la fecha de aprobación de la presente Regulación y que deseen comercializar sus excedentes a través de contratos regulados.

PROCESO DE NEGOCIACIÓN CON AUTOGENERADORES.

Los autogeneradores que se encuentren operando al momento de la aprobación de la presente Regulación, o que se instalen a futuro, deberán entrar en un proceso de negociación con el Estado Ecuatoriano, a través del ente que se designe para el efecto, con la finalidad de suscribir contratos de compraventa de electricidad, en los términos previstos en esta Regulación.

Por su parte el CONELEC, sobre la base de la información técnica y económica del autogenerador, tendrá a su cargo el cálculo de un precio de reserva, el mismo que será entregado al ente responsable de la negociación.

COMERCIALIZACIÓN DE EXCEDENTES MENORES A 1 MW.

Si la producción del autogenerador, descontado su consumo propio, es menor a 1 MW, se deberá observar los esquemas comerciales definidos para estos casos, que puede ser a través de convenios con la empresa distribuidora a la cual se halla conectado, o, para el caso de energías renovables no convencionales, acogerse al esquema de precios preferentes. En caso no se llegue acuerdo entre el autogenerador y el distribuidor, el CONELEC resolverá esta controversia, estableciendo el precio correspondiente sobre la base de los principios definidos en esta Regulación.

DESPACHO DE LOS AUTOGENERADORES.

Dentro del despacho económico centralizado de los recursos de generación y transmisión, a cargo de la Corporación CENACE, los autogeneradores serán incluidos bajo el siguiente procedimiento:

- a. Con toda su capacidad de generación, siempre que su consumo propio esté físicamente separado de la central de generación y que tal capacidad sea mayor a 1 MW.
- b. Con la capacidad de generación determinada como excedente, siempre que su consumo propio esté físicamente junto a la central de generación y que tal capacidad sea mayor a 1 MW.

CONTRATACIÓN REGULADA DE AUTOGENERADORES PÚBLICOS.

Los autogeneradores en los que el Estado ecuatoriano, a través de sus distintas instituciones, gobiernos seccionales y organismos de desarrollo regional posee capital mayoritario, disponen de excedentes de generación y los colocan a disposición del mercado eléctrico, se efectuará de manera similar a lo previsto para el caso de generadores, es decir, en un reconocimiento de sus costos fijos y sus costos variables de producción, con la diferencia de que los costos fijos serán reconocidos solamente en la proporción que

corresponda al excedente puesto a disposición del mercado, como se expresa en la siguiente relación:

$$MA_{CR} = \frac{A_T}{12} * \frac{E_{CR}}{E_T}$$

donde:

MA_{CR} : Monto mensual correspondiente a la anualidad a ser considerada en los contratos regulados.

A_T : Anualidad total del autogenerador, calculada por el CONELEC.

E_{CR} : Energía comprometida en contratos regulados, y que corresponderá a la diferencia entre la energía total producida y la energía comprometida en consumos propios para cada mes.

E_T : Energía total producida por el autogenerador en el mes correspondiente. $Anualidad_{Mercado} = Anualidad_{Total} \frac{Energía_{Mercado}}{Energía_{Total}}$

Para la liquidación de la producción de un autogenerador público, se tiene que afectar el valor de la anualidad determinado por el CONELEC, por una fracción de la energía que efectivamente está a disposición del mercado, a través de contratos regulados.

Para determinar la fracción, se tomará la información del sistema de medición comercial, conforme lo previsto en la Regulación específica sobre la materia, o la que le sustituya.

EVALUACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD.

El concepto de disponibilidad de las unidades y plantas de generación será utilizado en la determinación de la anualidad y en la remuneración que les corresponde a los generadores por concepto de cargo fijo

Para la determinación del factor de disponibilidad se considerará el registro estadístico que debe ser llevado por la Corporación CENACE. El cálculo del factor de disponibilidad será

realizado por central de generación.

El procedimiento para la determinación del factor de disponibilidad se detalla en el Anexo 1 de la presente Regulación.

CÁLCULO DE LA PRPD.

El procedimiento de cálculo de la PRPD se lo realizará sobre la base de lo que establece la Regulación No. CONELEC - 003/04 “Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición” incorporando primero los generadores que disponen de contratos regulados. La diferencia para cubrir la demanda más la reserva, será cubierta por los generadores que no disponen de contratos regulados.

CAPITULO III

EMPRESAS INTEGRADAS

SEGMENTACIÓN DE ACTIVIDADES.

En función de lo que establece el Mandato Constituyente No. 15, las empresas del sector eléctrico de generación, de transmisión y de distribución y comercialización en las que el Estado tiene capital mayoritario, podrán efectuar actos societarios, existiendo la posibilidad de que una misma empresa realice más de una actividad diferente de la industria eléctrica.

Para este caso, la empresa tiene la obligación de mantener una contabilidad independiente entre actividades y unidades de negocio, permitiendo de esta forma mantener el control individual por actividad, transparentar el manejo de cada una de ellas y de esta manera adoptar los correctivos que correspondan, en función de la evaluación que realizará el CONELEC, como parte de sus facultades de Regulación y Control.

Para el caso de aquellas que se conformen a partir de las empresas de una misma actividad, que venían operando en el sector eléctrico antes de la expedición del Mandato

Constituyente No. 15, deberán mantener, a más de la contabilidad integrada, también una contabilidad independiente por sistema de distribución regional.

INFORMACIÓN AL CONELEC.

Las empresas que se integren a partir de lo dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15, deberán mantener la información técnica y comercial por sistema de distribución regional, por actividad y por unidad de negocio.

La información así procesada, deberá ser remitida al CONELEC, en formatos y plazos que éste determine, a efectos de disponer de información que permita un adecuado seguimiento, y además, mantener actualizadas sus bases de datos para la realización de estudios eléctricos y energéticos.

CALIDAD DE SERVICIO.

Los parámetros referentes a la calidad de servicio, seguirán aplicándose para cada una de las actividades de la industria eléctrica, independiente de la integración de más de una actividad de la industria eléctrica dentro de una misma empresa.

Cada empresa y por cada actividad, será responsable de cumplir con la normativa vigente relacionada con la calidad de servicio, cuya supervisión le corresponde al CONELEC.

CAPITULO IV

ASPECTOS COMERCIALES

LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE EMPRESAS INTEGRADAS.

La liquidación comercial de empresas integradas, con una o más de una actividad, será realizada por el CENACE, sobre la base de aplicar la normativa vigente, considerando adicionalmente los siguientes criterios:

- a. Para las empresas de distribución, producto de la integración de varias empresas, al disponer de un sistema de medición comercial en todos los puntos de entrega de los sistemas regionales, la liquidación de la Empresa integrada se realizará en función de cada uno de estos puntos de consumo de sus sistemas regionales.
- b. La empresa de distribución integrada debe cumplir con las mismas condiciones que las restantes empresas de distribución, a efectos de asignación de pago por servicios complementarios del mercado.
- c. Para el caso de empresas integradas, con más de una actividad en la empresa, la liquidación deberá realizarse por actividad, utilizando el sistema de medición comercial en los puntos de entrega/recepción.
- d. Finalmente, en la liquidación comercial de las empresas integradas que realice el CENACE, además de totalizar los valores a cobrar/pagar, se debe desagregar los valores para cada una de las actividades y/o para cada uno de los sistemas regionales.

LIQUIDACIÓN DE CONSUMOS PROPIOS DE AUTOGENERADORES.

En el caso de que la central del agente autogenerador no pueda abastecer a sus consumos propios, de manera parcial o total, la energía destinada a abastecer esos consumos y que no pueda ser abastecida con la producción del autogenerador, será liquidada en el mercado de corto plazo con el costo horario de la energía, y observando la normativa vigente.

LIQUIDACIÓN DE AUXILIARES DE GENERADORES.

Los generadores que no hayan sido despachados por el CENACE, pero que consuman energía eléctrica para alimentar sus sistemas auxiliares, pagarán dicho consumo valorado con el costo horario de la energía.

LIQUIDACIÓN DEL COMBUSTIBLE.

La declaración de los Costos Variables de Producción -CVP-, que realicen los generadores termoeléctricos, no considerará el Impuesto al Valor Agregado -IVA- del combustible.

La devolución de ese valor, será realizada junto con la liquidación que realice el CENACE en función de la producción de los generadores, considerando los siguientes criterios:

- a. Para la generación no escindida y para los generadores con contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará con la energía bruta.
- b. Para los generadores que no disponen de contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará en función de la energía neta entregada al mercado de diferencias.
- c. Para los generadores que tienen parte de su producción en contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará en función de la energía neta comprometida en esos contratos.

TRATAMIENTO COMERCIAL DE CONTRATOS REGULADOS PARCIALES.

En el caso de que un generador de capital privado comprometa parte de su producción con un gran consumidor, el remanente que debe ser comprometido en contratos regulados, para efectos comerciales, recibirá el siguiente tratamiento en cuanto a la anualidad:

$$MA_{CR} = \frac{A_T}{12} * \frac{E_{CR}}{E_T}$$

Donde:

MA_{CR}: Monto mensual correspondiente a la anualidad a ser considerada en los contratos regulados.

A_T: Anualidad total del generador, calculada por el CONELEC.

E_{CR} : Energía comprometida en contratos regulados, y que corresponderá a la diferencia entre la Energía total producida y la energía comprometida en contratos previos, durante el mes en liquidación.

E_T : Energía total producida por el generador en el mes correspondiente.

Para los casos en que el generador no haya sido despachado por condiciones económicas del sistema o se haya declarado indisponible, para la determinación de la fracción que afecta la anualidad total, se tomará como referencia la información correspondiente al mes inmediato anterior en que resultó despachado.

DETERMINACIÓN DE SOBRECOSTOS.

La generación con contratos regulados y la generación de las empresas que prestan el servicio público de distribución y comercialización no producen sobrecostos para el sistema.

Para el caso de las transacciones internacionales de electricidad, los sobrecostos se calcularán sobre la base de la normativa vigente al momento de la aprobación de la presente Regulación, o la que le sustituya, y serán cubiertos por las distribuidoras en forma proporcional a su demanda.

CAPITULO V

ASPECTOS TARIFARIOS

ESTUDIO DE COSTOS DE EMPRESAS INTEGRADAS.

El estudio de costos de las empresas integradas se lo realizará en forma individualizada en cada unidad de negocio y/o sistema regional, para lo cual el CONELEC solicitará la información técnica y económica necesaria, la misma que será consolidada para la elaboración del estudio de costos de las empresas integradas.

Para la consolidación y determinación del costo del servicio eléctrico de las empresas integradas, el CONELEC definirá los parámetros de eficiencia a ser considerados en el

análisis de costos sobre la base de las características propias de dichas empresas.

SISTEMA UNIFORME DE CUENTAS.

Los lineamientos generales para la implementación de un sistema uniforme de cuentas para las empresas de servicios públicos de energía eléctrica serán definidos por el CONELEC, sobre la base de las auditorías y verificaciones técnicas que se realizarán a las mismas.

ADMINISTRACIÓN DEL FONDO DE REPOSICIÓN.

El transmisor, los distribuidores y generadores cuyos costos fijos son aprobados por el CONELEC, tienen la obligación de mantener en su sistema contable una cuenta plenamente identificada como costo de reposición, sobre la base de las vidas útiles aprobadas por el CONELEC, para:

- a. Reemplazar bienes e instalaciones afectas al servicio de suministro de energía eléctrica sea por daño permanente, obsolescencia y/o terminación de su vida útil.
- b. Mejorar la calidad del servicio eléctrico y optimización del sistema eléctrico.

Estos valores de reposición de los activos en servicio, reconocidos a través de las componentes de transmisión y distribución en los costos del servicio, de ninguna forma serán considerados como parte de los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

El destino de los recursos que se emplearán en este fondo, deben obedecer a una planificación anual realizada por cada una de las empresas, cuyo plan debe ser puesto a consideración del CONELEC, junto con el respectivo estudio tarifario, para su aprobación.

El registro y uso de los fondos de reposición serán reportados por las empresas al CONELEC, en los formatos y periodos que establezca el Director Ejecutivo de este Consejo.

DEPÓSITO EN GARANTÍA DE LOS CLIENTES REGULADOS.

El valor que debe exigir cada empresa distribuidora, por el concepto de depósito en garantía, a un cliente regulado para la contratación de un nuevo servicio, será determinado y comunicado por el CONELEC, a través de la Dirección Ejecutiva, considerando las características de cada empresa distribuidora y el consumo del cliente contratante. Se mantienen las demás condiciones y procedimientos señalados en el artículo 21 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro de Electricidad para la aplicación y manejo de las garantías.

Los distribuidores no podrán, por ningún concepto, cobrar un valor adicional al depósito en garantía determinado por el CONELEC, a excepción de lo determinado en los artículos 28 y 29 del Reglamento señalado en el párrafo inmediato anterior.

CAPITULO VI

DOCUMENTOS HABILITANTES

CESIÓN DE DERECHOS Y OBLIGACIONES.

De conformidad con lo establecido en la Disposición Transitoria Tercera del Mandato Constituyente No. 15, el CONELEC suscribirá con las nuevas empresas que se conformaren, como resultado de la fusión de las empresas en las cuales el Fondo de Solidaridad es el accionista mayoritario, un Contrato de Licencia, instrumento jurídico que constituirá el documento habilitante, para que estas nuevas empresas puedan participar en el mercado eléctrico, y por el cual se formalizará la cesión de todos los derechos y obligaciones establecidos en los contratos de concesión suscritos anteriormente con las empresas que se lleguen a fusionar, a favor de la nueva empresa que se conformare como resultado de dicha fusión.

Para la suscripción de dichos contratos, se requerirá la presentación de las escrituras de constitución de las nuevas empresas conformadas y la designación del representante legal de las mismas.

DISPOSICIONES REFORMATARIAS

Primera: Sustitúyase el texto del numeral 10 de la Regulación No. CONELEC - 006/08 por el siguiente:

“El Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- realizará auditorías técnica-económicas independientes para evaluar los costos de cada una de sus componentes, para lo cual podrá contratar directamente o solicitar a los Generadores, el Transmisor y los Distribuidores la contratación de estas auditorías independientes. Los informes de tales auditorías serán entregados al CONELEC y a los agentes respectivos.”.

Segunda: Sustitúyase el texto del segundo párrafo del literal a) del numeral 16 de la Regulación No. CONELEC - 013/08 por el siguiente:

“Para la determinación del cargo fijo, se considerarán los siguientes costos: recuperación de la inversión, administración, operación y mantenimiento. Con respecto a los mantenimientos, se considerarán únicamente los mantenimientos mayores que estén destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras.”.

Tercera: Agréguese como párrafo final del literal a) del numeral 16 de la Regulación No. CONELEC - 013/08 el siguiente texto:

”La recuperación de la inversión en los generadores señalados en el párrafo inmediato anterior será considerada como la reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC, sin tomar en cuenta ninguna rentabilidad sobre la inversión. Los generadores mantendrán, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada para estos fines como costos de reposición.”.

Cuarta: Sustitúyase el texto de la Disposición General Primera de la Regulación No. CONELEC - 013/08, por el siguiente:

“Para cambiar la condición de gran consumidor a cliente regulado, y por tanto acceder a las tarifas reguladas por el CONELEC, deberá presentar al CONELEC, junto con la solicitud, las facturas canceladas correspondientes al mes inmediato anterior a la fecha de presentación de dicha solicitud. Una vez verificada la información por parte del CONELEC, se procederá a autorizar el cambio de condición a través de una notificación, cuyo efecto será a partir del primer día del mes siguiente al de emisión de la antes mencionada notificación.

A partir del primer día del cambio de condición, y dentro de ese mes, deberá presentar al CONELEC los certificados de no tener ningún valor pendiente con el mercado eléctrico, incluidos los servicios de transmisión y distribución. Estos certificados deberán ser emitidos, en un plazo no mayor a 5 días de solicitado, por parte del CENACE, generador, transmisor y distribuidor, según corresponda; y en caso no emitirlos dentro del plazo, se entenderá que no existen valores pendientes.

Si el gran consumidor no presentare los certificados dentro del plazo señalado en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC anulará la mencionada autorización.”.

Quinta: Sustitúyase el texto de la Disposición Transitoria Quinta de la Regulación No. CONELEC - 013/08, por el siguiente:

“La liquidación del programa FERUM 2008 unificado se lo efectuará de conformidad al procedimiento establecido en la Regulación que norma este Fondo.

Los plazos para presentación de los planes FERUM, por parte de las empresas al CONELEC, así como su reforma y liquidación será comunicado por el Director Ejecutivo del CONELEC.”.

Sexta: Determinación de la Demanda regulada.

Mientras estén vigentes contratos de compraventa de energía entre distribuidores y generadores, con un mecanismo diferente al de contratación regulada, a la demanda regulada, cuya definición consta en la Regulación No. CONELEC – 013/08 “Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15”, se debe descontar también el valor de la energía comprometida por los distribuidores en esos contratos previos.

DISPOSICIONES GENERALES

Primera: Nuevos mecanismos de liquidación.

Las disposiciones referentes a los mecanismos de liquidación contenidas en la presente Regulación, así como también las que se establecen en la Regulación No. CONELEC – 006/08 y No. CONELEC – 013/08, prevalecen sobre cualquier otra norma que aborde el mismo tema y que se oponga a lo establecido en el marco normativo antes detallado.

Segunda: Declaración de los Costos Variables de Producción -CVP-.

Conforme lo establece la Disposición Transitoria Primera de la Regulación No. CONELEC – 003/03 “Declaración de Costos Variables de Producción”, la declaración de los CVP para las unidades térmicas serán entregados para su potencia efectiva y para la potencia mínima de operación. Para la potencia mínima, los generadores termoeléctricos presentarán sus costos variables, justificando el rendimiento con las curvas del fabricante o resultados de las pruebas operacionales.

El rendimiento para su potencia efectiva será calculado como el promedio actual de la unidad, tomado del último mes de operación (excluido los períodos de operación a potencia mínima), sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen), declarado por el Agente.

Tercera: Auditorías a los CVP.

El CENACE efectuará la verificación de la información declarada por los agentes del mercado, en base a Auditorías Técnicas que tomarán en cuenta resultados de pruebas operacionales, información de los fabricantes o suministradores de equipo, estándares internacionales, y cualquier otro procedimiento o información relacionada, con sujeción a lo establecido en el numeral 7 de la Regulación No. CONELEC – 003/03 “Declaración de Costos Variables de Producción”, o la norma que le sustituya.

Cuarta: Proceso de negociación de contratos regulados.

Para el caso de los autogeneradores en operación a la fecha de aprobación de la presente Regulación, el proceso de negociación para la suscripción de los contratos regulados, no podrá superar treinta (30) días luego de aprobada la presente Regulación.

Quinta: Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales.

Para los generadores menores a 1 MW, que se encuentren en operación o que cuenten con el registro respectivo a la fecha de aprobación de la presente Regulación, y que deseen acogerse al esquema de precios preferenciales previsto para los generadores que utilicen recursos energéticos renovables no convencionales, se aplicarán los precios establecidos en la Regulación No. CONELEC – 009/06 “Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”.

Adicionalmente, bajo este esquema, estos generadores no tienen la obligación de firmar un contrato de permiso, sino que deberán obtener un registro, de conformidad con la Regulación expedida para el efecto.

Para los temas operativos y comerciales que se deriven de la participación de los generadores menores a 1 MW y que se acojan a los precios preferenciales definidos por el CONELEC, se deberá también observar lo establecido en la Regulación No. 009/06.

Sexta: Ampliación de capacidad de generación con recursos energéticos renovables no convencionales.

Aquellos generadores de energías renovables no convencionales que hayan suscrito un contrato de permiso con el CONELEC y se hayan acogido a los precios preferentes dispuestos en las Regulaciones vigentes a la fecha de suscripción del contrato, podrán ampliar su capacidad de generación, con la misma tecnología, hasta el límite de 30 MW, a excepción de la generación hidroeléctrica, para la cual se mantiene el límite de 10 MW.

Las condiciones que se aplicarán para el incremento de capacidad de generación, son las establecidas en la Regulación No. CONELEC – 009/06 “Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”.

Séptima: Ampliación de capacidad de generación.

Para garantizar el abastecimiento eléctrico, el CONELEC autorizará las ampliaciones de capacidad de generación a los titulares de concesión o permiso, de aquellas empresas en las que el Estado ecuatoriano posee capital mayoritario. Estas autorizaciones se otorgarán hasta que se conviertan en empresas públicas.

Octava: Información sobre manejo de combustible para generación eléctrica.

La información relacionada con el abastecimiento del combustible para generación eléctrica, tanto lo previsto como lo realmente consumido, deberá ser reportada por el CENACE a PETROECUADOR y a las empresas de generación, que así lo soliciten, de acuerdo con las modalidades y requerimientos del sector.

Novena: El CONELEC, a través de la Dirección Ejecutiva, establecerá los procedimientos para la cancelación de los cuentas por cobrar o pagar debidas al ajuste a la liquidación comercial efectuada por el CENACE originada por la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 y de la normativa relacionada contenida en las Regulaciones Nos. 006/08 y 013/08. Para la definición de estos procedimientos se considerará la información y requerimientos de los agentes. En los aspectos impositivos, el CONELEC realizará las gestiones antes el Servicio de Rentas Internas -SRI-, de forma de incorporar lo acordado con esta entidad en los procedimientos a aplicarse.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 073/09, en sesión de 6 de agosto de 2009.

CÁLCULO DEL FACTOR DE DISPONIBILIDAD PARA CENTRALES GENERADORAS.

1. Introducción.

El sector eléctrico presenta un parque generador hidro-térmico, el mismo que muestra continuas indisponibilidades por cuestiones técnicas, falta de combustible, fallas no imputables al generador (terceros), entre otras. Considerando que la disponibilidad jugará un papel importante en la remuneración de la anualidad a cada central, se ha considerado importante desarrollar un método de evaluación de la disponibilidad, a través de un factor de disponibilidad, tomando como referencia la tecnología y la capacidad de cada central de generación eléctrica.

2. Definiciones.

Las definiciones que constan en el presente Anexo, serán utilizadas dentro de la metodología de cálculo del factor de disponibilidad, y corresponden a las siguientes:

Potencia Nominal.- Es la potencia que una unidad puede sostener durante un período especificado de tiempo. Para establecer esta potencia se requiere de una prueba formal, la misma que debe repetirse de forma continua.

Potencia Efectiva.- Es la potencia máxima que tiene la unidad, afectadas por limitaciones ambientales e hidrológicas.

Para el caso de los generadores termoeléctricos, la potencia será afectada por las restricciones impuestas por las condiciones ambientales, tales como temperatura, altura sobre el nivel del mar, entre otras.

Potencia Disponible.- Es la potencia efectiva de una unidad afectada por indisponibilidades parciales o totales que disminuyan la capacidad de generación de una unidad.

Factor de Disponibilidad Previsto (fdp).- Es el factor de disponibilidad anual esperado para una unidad o central de generación en base de su tipo de tecnología, y sirve de referencia para la remuneración de la anualidad de costos fijos.

Factor de Disponibilidad Mínimo Previsto (fdmin).- Es el límite inferior de el factor de disponibilidad previsto en el rango de variación.

Factor de Disponibilidad Promedio Anual (fdm).- Es el factor de disponibilidad promedio de los últimos doce meses por cada central o unidad de generación

Factor de Disponibilidad Remunerable (fdr).- Es el factor de disponibilidad con el cual se remunerará mensualmente a cada generador y está calculado en función del factor de

disponibilidad observado y comparado con el factor de disponibilidad previsto con un rango de variación aceptable.

Anualidad (An).- Es el valor destinado a cubrir los costos fijos de los generadores y que son calculados por CONELEC, para cada agente generador.

Anualidad Modificada (An').- Es la anualidad ajustada por el factor de disponibilidad previsto.

3. Evaluación de la potencia disponible.

- a. Se consideran los siguientes aspectos a ser evaluados en la determinación de la disponibilidad:
 - Mantenimientos programados y emergentes.
 - Salidas forzadas de la unidad de generación.
 - Indisponibilidad por falta de combustible.
- b. Para el cálculo de la disponibilidad, no se considerará:
 - Las salidas de la unidad por causas imputables a otro agente que no sea el propietario de la unidad (por causa de terceros).
 - La salida de un generador o central por causas de fuerza mayor originadas por fenómenos naturales.

4. Factores de Disponibilidad Referenciales.

Los factores de disponibilidad referenciales, se han obtenido con base a las siguientes fuentes de información:

- a. Análisis estadístico de la información que dispone el CENACE de los registros de operación, considerando datos históricos de los últimos 5 años, por unidad generadora.
- b. Información de las siguientes fuentes técnicas:
 - La Norma IEEE ANSI 762-2006.
 - Las estadísticas de la NERC, las mismas que sirven como elementos de referencia y comparación.

Dadas las características del comportamiento de la disponibilidad de las centrales y unidades de generación y del análisis de los histogramas de distribución de frecuencia, la distribución que mejor se ajusta a los datos disponibles es la distribución Beta.

A continuación se detallan los factores de disponibilidad anuales previstos en función del tipo de tecnología de las unidades generadoras, los mismos que serán utilizados por el CENACE en la evaluación de la disponibilidad de los generadores del mercado.

TABLA No. 6

FACTORES DE DISPONIBILIDAD ANUALES PREVISTOS

TIPO	TECNOLOGÍA	FACTOR DE DISPONIBILIDAD PREVISTO (fdp)	RANGO DE VARIACIÓN ACEPTABLE
HIDRÁULICA	Embalse	92%	- 2%
HIDRÁULICA	Pasada	90%	- 2%
TÉRMICA	Vapor	80%	- 2%
TÉRMICA	Gas	80%	- 2%
TÉRMICA	MCI	80%	- 2%

FUENTE: CONELEC

ELABORADO POR: MARI GUEVARA

Sin perjuicio de los valores señalados en el presente numeral, el CONELEC, sobre la base del seguimiento que realice a los procesos operativo y comercial del CENACE, podrá revisar y modificar los valores de los factores de disponibilidad previstos, lo cual será comunicado al CENACE para que los incorpore en sus procesos.

5. Metodología para determinar el Factor de Disponibilidad.

$$fd = \frac{\sum_i PotenciaDisponible_i}{\sum_i PotenciaEfectiva_i}$$

donde:

i = Total de horas en el mes.

fd = Factor de disponibilidad mensual.

6. Remuneración de la Anualidad.

La metodología de remuneración de la anualidad considerará una anualidad corregida y un factor de disponibilidad anual resultante de promediar las disponibilidades mensuales de los últimos doce meses, como se muestra a continuación:

$$A_r' = \frac{A_r}{fdp}$$

donde:

A_r' : Anualidad corregida del generador.

A_r : Anualidad calculada por el CONELEC.

fdp : Factor de disponibilidad previsto.

$$MA = \frac{A_r'}{12} * fdr$$

donde:

MA : Monto mensual correspondiente a la anualidad.

fdr: Factor de disponibilidad remunerable.

$$fdr = \begin{cases} fdp; & \text{si } fd \text{ min} < fdm \\ fdm * \frac{fdp}{fd \text{ min}}; & \text{si } fdm < fd \text{ min} \end{cases}$$

donde:

fmin: Factor de disponibilidad mínimo previsto.

fdm: Disponibilidad mensual promedio de los últimos 12 meses, incluido el mes de análisis para remunerar.

CAPÍTULO IV.

4. ANÁLISIS E INCIDENCIA DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15 EN LAS FINANZAS DE EP PETROECUADOR PERÍODO (2005 - 2011)

Existe un vínculo entre los subsidios a los hidrocarburos y los subsidios eléctricos, debido a las características de los recursos hidroeléctricos del Ecuador, el país trabajó con centrales termoeléctricas para satisfacer la demanda de energía de la población.

Las plantas termoeléctricas utilizan derivados de petróleo a precios subsidiados, particularmente diesel que debe ser importado ya que la producción del país no satisface la demanda interna. Por lo tanto, conforme sube la demanda para la generación de plantas que operan con diesel, se incrementa el subsidio a este hidrocarburo. Además, el subsidio al diesel y la relativa facilidad de la implantación de centrales que utilizan este combustible en cuanto a costos de inversión y tiempo de ejecución, han inducido a acudir a este tipo de plantas de generación, en vez de invertir en centrales termo generadoras que utilicen otros derivados que el país sí produce. Lo más grave, desde una perspectiva de economía política, es que se han visto manifestaciones de algunos operadores de generadoras térmicas que se han constituido en voces de oposición a la regularización de los subsidios de combustibles.

Los precios de los combustibles utilizados para la generación de electricidad han sido sujeto de múltiples variaciones desde el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista en abril de 1999, pasando desde una valoración con precios internacionales hasta la adopción de una política de subsidios aplicada dentro de un esquema de precios preferentes de derivados de hidrocarburos para el sector eléctrico. Hasta el 25 de julio de 2005, el sector eléctrico pagaba precios internacionales por los combustibles que utilizaba. A partir de esa fecha y con base en el Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 del 02 de agosto de 2005, el sector eléctrico paga precios especiales para los combustibles que utiliza. A continuación se presenta una breve relación de los decretos emitidos por el Ejecutivo en torno a los precios de combustible y su incidencia en el sector eléctrico:

- *Decreto Ejecutivo 17 (RO 14, 04/02/2003)*: Estableció semanalmente los precios de venta para los derivados de hidrocarburos requeridos por el sector eléctrico, con base a los precios internacionales publicados por el Platt's Oil Gram Marketscand de la Costa del Golfo, que para ese año fueron: Diesel 1 (kérex) 0.8042, Diesel 2 0.8042, Diesel premium 0.8042, Jet fuel 1.0400, Fuel oil 4 0.6200, Naftas industriales (bajo octano) 0.6547, expresados en Dólares.
- *Decreto Ejecutivo 575 (RO 130, 22/07/2003)*: Modificó los precios de las gasolinas y diesel y establece valores fijos para el margen de comercialización. No afectó el tratamiento de los combustibles para el sector eléctrico.
- *Decreto Ejecutivo 866 (RO 180, 30/09/2003)*: Estableció que PETROECUADOR determinará los precios de los combustibles para el sector eléctrico con base a los precios FOB de exportación (fuel oil y nafta) y CIF de importación (diesel), dando la potestad a los generadores térmicos de importar directamente el combustible requerido.
- *Decreto Ejecutivo 1077 (RO 221, 28/11/2003)*: Especificó la forma de calcular los precios FOB y CIF mencionados en el Decreto 866.
- *Decreto Ejecutivo 1250 (RO 250, 13/01/2004)*: Derogó el Decreto Ejecutivo No 1077
- *Decreto Ejecutivo 1539 (RO 307, 05/04/2004)*: Dispone que PETROECUADOR provea de fuel oil y crudo reducido al sector eléctrico, exclusivamente para la generación de energía eléctrica, fijando el precio del residuo de 100 000 SRW1 (Segundos Redwood) en la Refinería Esmeraldas y dispone que PETROINDUSTRIAL elabore una tabla de viscosidades para la determinación de los porcentajes de diesel 2 y residuo que intervienen en la elaboración del fuel oil. El precio del diesel que se utilice para la mezcla se determinará en función de lo publicado en los PLATT'S OIL GRAM U.S. MARKETSCAN de la Costa del Golfo.
- *Decreto Ejecutivo 338 (RO 73, 02/08/2005)*: Estableció los precios de venta de los derivados de los hidrocarburos en los terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL, haciéndole beneficiario de esos precios al sector eléctrico, es decir, que pueda adquirir el combustible a los precios existentes dentro del país. Los precios fijados, que no incluyen IVA ni margen de comercialización, fueron los siguientes:

TABLA No. 7

PRECIO DE COMBUSTIBLE PARA EL SECTOR ELÉCTRICO AÑO 2005

PRODUCTO	PRECIO DE TERMINAL (US\$ GALÓN)
DIESEL 2	0.8042
FUEL OIL 4	0.62
NAFTAS INDUSTRIALES (BAJO OCTANO)	0.6547

FUENTE: CENACE
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

- *Decreto Ejecutivo 862 (10/01/2008)*: Modificó el precio de la nafta de 0.6547 US\$/galón a 0.8042 US\$/galón. Este nuevo precio de la nafta hizo que la central Victoria II de propiedad de INTERVISATRADE, único generador que opera con este combustible, se torne menos competitiva que las unidades de gas que operan con diesel (subsidiado), dado su menor rendimiento.
- *Decreto Ejecutivo 1131 (11/06/2008)*: Modificó el precio del Fuel Oil 4 para las centrales termoeléctricas que tienen participación estatal mayoritaria, estableciendo un valor de 0.4800 USD/galón. Las centrales beneficiadas por este nuevo precio son:
 - ELECTROGUAYAS con sus centrales Gonzalo Zevallos y Trinitaria, así como a la central PowerBarge II que fue operada temporalmente por disposición del 24 de septiembre del CONELEC entre septiembre 2009 y mayo 2010.
 - Eléctrica de Guayaquil a su central A. Santos, a partir de la constitución de la empresa estatal Unidad Eléctrica de Guayaquil – UEG (en junio 18 del 2009).
- *Decreto Ejecutivo 1136 (13/06/2008)*: Restituyó el precio de la nafta previo al decreto 862.

La siguiente tabla presenta un resumen del consumo de combustible de los generadores térmicos sujetos a despacho centralizado del CENACE, para los años comprendidos entre 1999 y 2009.

TABLA No.8
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
(1999 -2009)

AÑO	FUEL OIL (Galones)	RESIDUO (Galones)	DIESEL (Galones)	NAFTA (Galones)	GAS NATURAL (Pies cúbicos)
1999	173.217.962	0	41.825.376	5.68/6.565	0
2000	160.135.563	0	43.355.710	2.565.064	0
2001	184.314.644	0	82.327.590	9.806.725	0
2002	188.490.751	0	68.750.421	8.929.948	24.260.546
2003	180.106.426	0	38.066.399	3.340.321	8.782.304.989
2004	162.187.698	14.776.358	51.001.681	5.782.832	8.489.427.000
2005	194.999.324	16.944.999	81.276.779	26.504.327	9.244.613.988
2006	139.753.820	84.718.228	119.852.492	34.439.503	9.891.927.00
2007	120.026.200	126.972.500	87.401.789	4.003.752	10.426.632.609
2008	111.342.818	106.431.250	45.767.927	7.935.786	8.794.129
2009	121.662.172	144.216.993	119.312.124	9.953.193	9.179.288.277

FUENTE: CENACE
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.1. CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESAS ELÉCTRICAS

Las empresas que tienen centrales de generación térmica, usaron Fuel Oil, Diesel 2, Nafta, Gas Natural, residuo, Crudo y una particularidad de la Empresa Andes Petroleun fue el uso de unidades que funcionan con LGP (Gas Licuado de Petróleo).

4.1.1. Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2005

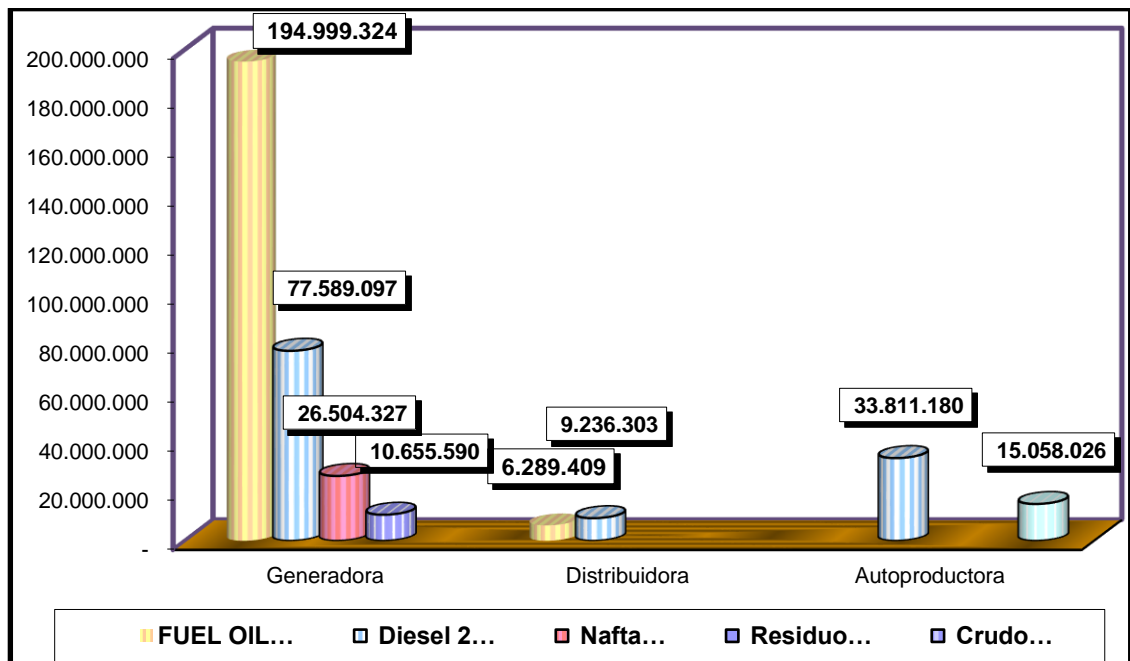
Las centrales de generación térmica en el año 2005 utilizaron como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la siguiente tabla, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 9
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2005

Tipo de Empresa	Empresa	FUEL OIL (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)	Gas Natural (mpc)	Residuo (Gal)	Crudo (gal)	Bagazo Caña (Tn)
Total Generadora		194.999.324	77.589.097	26.504.327	9.244.614	10.655.590	-	-
Total Distribuidora		6.289.409	9.236.303	-	-	-	-	-
Total Autoproductora		-	33.811.180	-	3.904.274	-	15.058.026	582.159
Total		201.288.733	120.636.580	26.504.327	13.148.888	10.655.590	15.058.026	582.159

FUENTE: CONELEC. (VER ANEXO No.)
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 6
CONSUMO DE COMBUSTIBLE AÑO 2005



FUENTE: TABLA No. 9
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

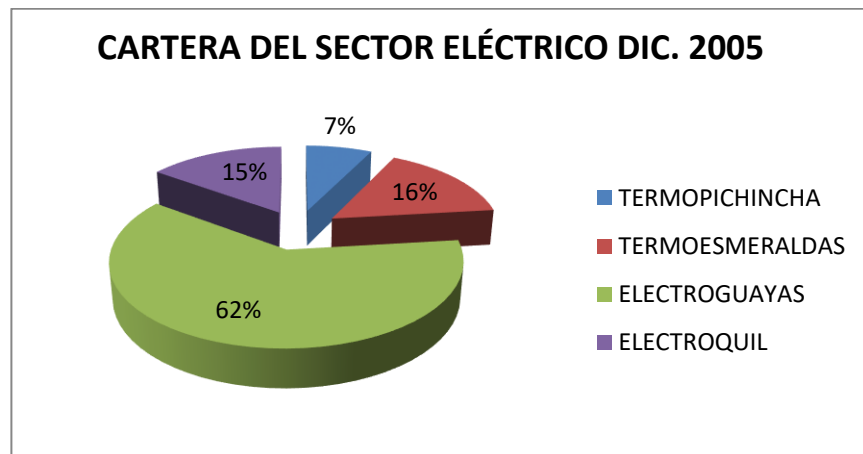
Las empresas generadoras térmicas adeudaron a diciembre del 2005, USD 111.878.611,65 millones a la fial de PETROECUADOR, en concepto de combustibles. Este valor se desglosa de la siguiente manera:

TABLA No. 10
CARTERA DEL SECTOR ELÉCTRICO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005

TERMOELÉCTRICAS	MILLONES DE US\$
TERMOPICHINCHA	8.197.852,92
TERMOESMERALDAS	17.738.017,23
ELECTROGUAYAS	69.129.225,35
ELECTROQUIL	16.813.516,15
TOTAL	111.878.611,65

FUENTE: CONELEC
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 7



FUENTE: TABLA No. 10
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.1.2. Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2006

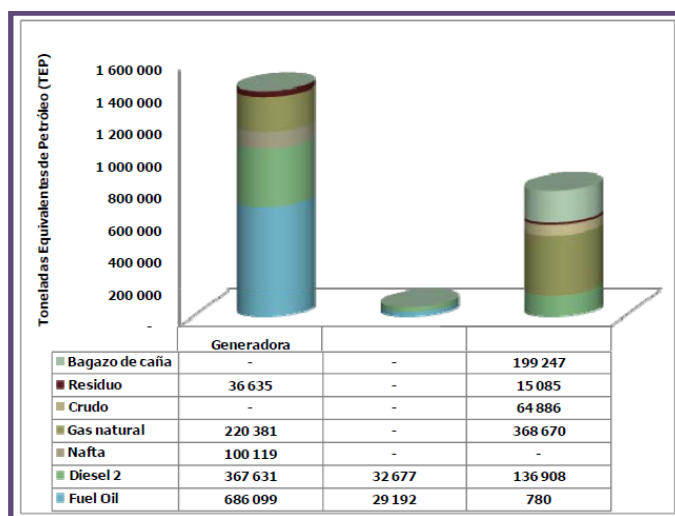
Las centrales de generación térmica en el año 2006 utilizaron como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la siguiente tabla, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 11
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2006 EN
TONELADAS

Tipo de Empresa	Empresa	FUEL OIL (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)	Gas Natural (mpc)	Crudo (Gal)	Residuo (gal)	Bagazo Caña (Tn)
		686.099,00	367.631,00	100.119,00	220.381,00		36.635,00	-
Total Distribuidora		29.192,00	32.677,00			-	-	-
Total Autoprodutora		780,00	136.908,00		368.670,00	64.886,00	15.058,00	199.247,00
Total		715.291,00	537.216,00	100.119,00	589.051,00	64.886,00	15.058,00	199.247,00

FUENTE: CONELEC
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 8
CONSUMO DE COMBUSTIBLE AÑO 2006



FUENTE: TABLA No.11
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

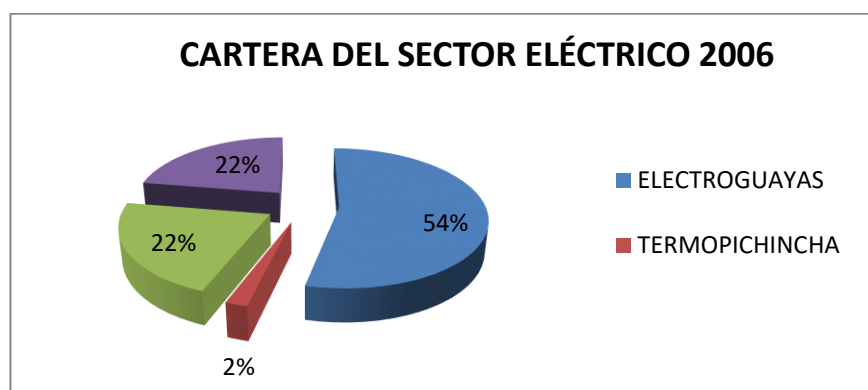
Las empresas generadoras térmicas adeudaron a diciembre del 2006, USD 67.806321 millones a la fial de PETROECUADOR, en concepto de combustibles. Este valor se desglosa de la siguiente manera:

TABLA No. 12
CARTERA DEL SECTOR ELÉCTRICO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006

TERMOELÉCTRICAS	MILLONES DE US\$
ELECTROGUAYAS	36.453.919,00
TERMOPICHINCHA	1.393.279,00
TERMOESMERALDAS	14.760.337,00
CATEG	15.198.786,00
TOTAL	67.806.321,00

FUENTE: CONELEC
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 9



FUENTE: TABLA No. 12
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.1.3. Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2007

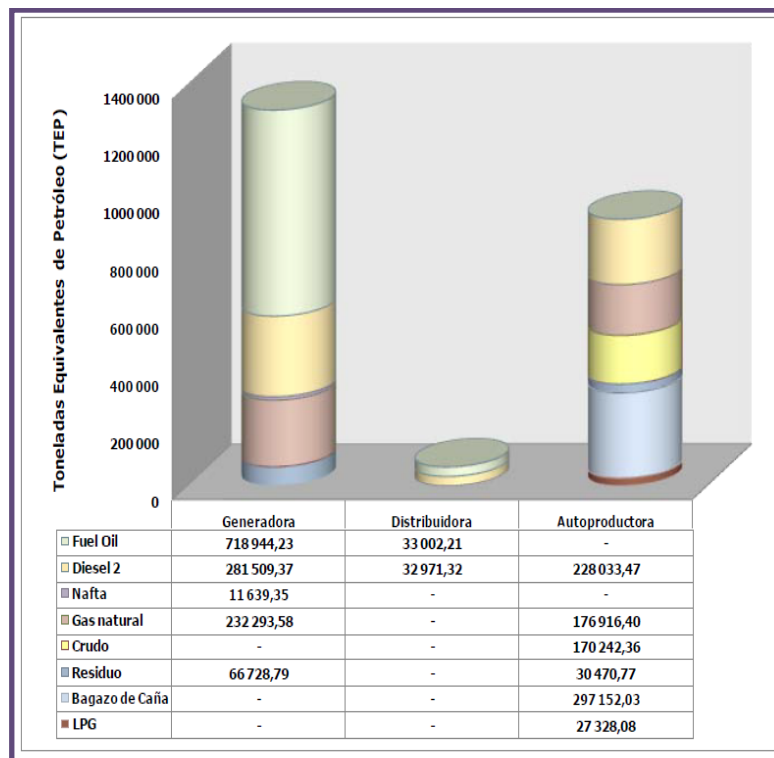
Las centrales de generación térmica en el año 2007 utilizaron como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la siguiente tabla, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 13
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2007 EN
TONELADAS

Tipo de Empresa	Empresa	FUEL OIL (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)	Gas Natural (mpc)	Residuo (Gal)	Crudo (gal)	Bagazo Caña (Tn)	LPG (Tn)
Total Generadora		718.944,23	281.509,37	11.639,58	232.293,58	66.728,79	-	-	-
Total Distribuidora		33.002,21	32.971,32			-	-	-	-
Total Autoprodutora			228.033,47		176.916,40	30.470,77	170242,36	297152,03	27328,08
Total		751.946,44	542.514,16	11.639,58	409.209,98	97.199,56	170.242,36	297.152,03	27.328,08

FUENTE: CONELEC
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 10
CONSUMO DE COMBUSTIBLE AÑO 2007



FUENTE: TABLA No. 13
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

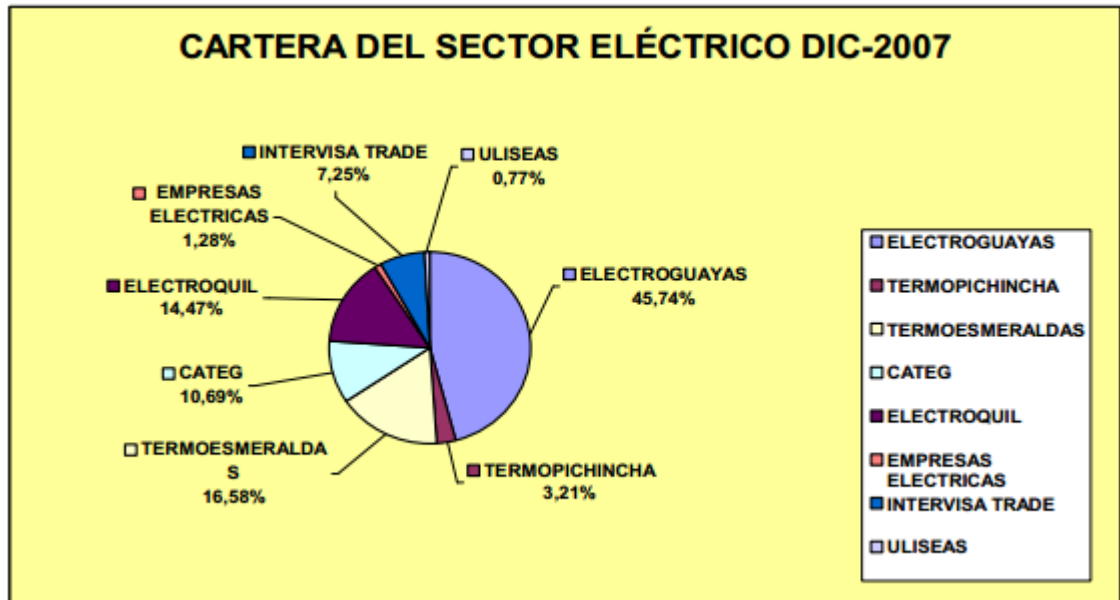
Las empresas generadoras térmicas adeudaron a diciembre del 2007, USD 467.251.289,17 millones a la fial de PETROECUADOR, en concepto de combustibles. Este valor se desglosa de la siguiente manera:

TABLA No. 14
CARTERA DEL SECTOR ELÉCTRICO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007

TERMOELÉCTRICAS	MILLONES DE US\$
ELECTROGUAYAS	213.724.966,16
TERMOPICHINCHA	15.016.569,18
TERMOESMERALDAS	77.450.623,63
CATEG	49.964.687,48
ELECTROQUIL	67.631.378,28
EMPRESAS ELÉCTRICAS	5.991.450,55
INTERVISA TRADE	33.859.714,50
ULISEAS	3.611.899,39
TOTAL	467.251.289,17

FUENTE: CONELEC
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 11



FUENTE: TABLA No. 14
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

La cartera del Sector Eléctrico al 31 de diciembre del año 2007, alcanza al monto de US \$ 467'251.289.17 acumulada por el incumplimiento de los Convenios de Pago, la facturación generada hasta agosto del 2003 y 67 la facturación a crédito autorizada mediante Decretos Ejecutivos por emergencia eléctrica emitidos desde agosto del 2004.

Para determinar de forma porcentual la deuda de cada Termoeléctrica se ha relacionado la deuda de cada Termoeléctrica frente al total de este rubro, obteniéndose los siguientes porcentajes: Electroguayas con un 45,74%, Termoesmeraldas con el 16,58%, Electroquíl con el 14,47%, CATEG con el 10,69%, Intervisa con el 7,25%, Termopichincha con el 3,21%, Empresas Eléctricas con el 1,28% y ULISEAS con el 0,77%. y La Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, aprobada el 13 de septiembre del año 2006 y publicada en el Registro Oficial No. 364 del 26 de septiembre del año 2006, en la cláusula segunda de las Disposiciones Transitorias, numeral 3 establece que: “El Ministerio de Finanzas registrará este déficit, que en ningún caso podrá ser mayor a US \$ 950’000.000,00, como subsidio a favor del consumidor final de Energía Eléctrica, registrado este déficit el Ministerio de Finanzas procederá a realizar el cruce de cuentas correspondientes con las deudas que las empresas del Sector Eléctrico mantienen con el Estado y PETROCOMERCIAL. Las deudas a liquidar o compensar corresponderán al período comprendido entre el 01 de abril de 1999 y el 31 de diciembre del 2005”²

4.1.4. Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2008

Las centrales de generación térmica en el año 2008 utilizaron como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la siguiente tabla, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

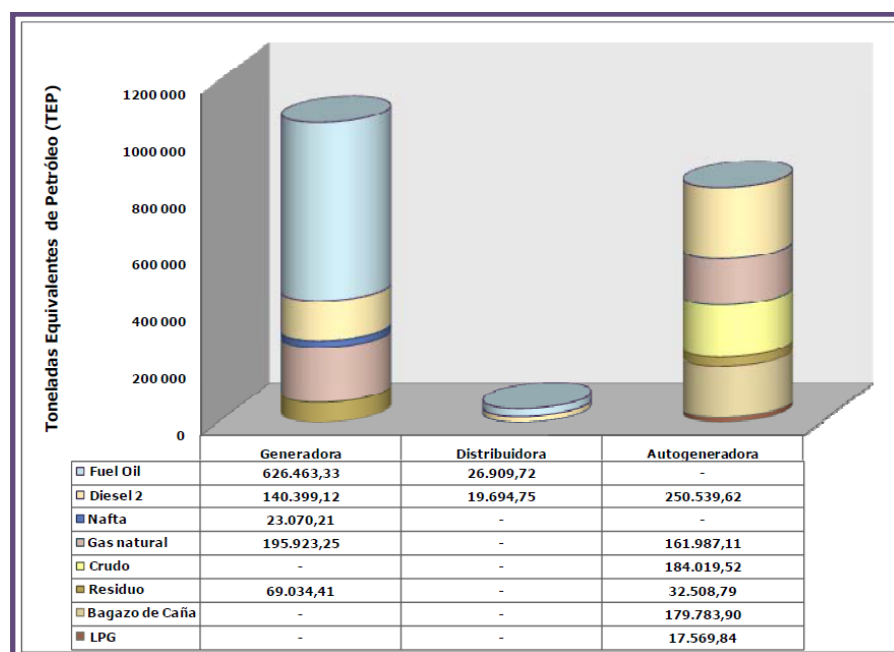
²Archivos de Petrocomercial, Diciembre 2007

TABLA No. 15
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2008 EN
TONELADAS

Tipo de Empresa	Empresa	FUEL		Gas			Crudo (gal)	Bagazo Caña (Tn)	LPG (Tn)
		OIL (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)	Natural (mpc)	Residuo (Gal)			
Total Generadora		626.463,33	140.399,12	23.070,21	195.923,25	69.034,41	-	-	-
Total Distribuidora		26.909,72	19.694,75				-	-	-
Total Autoprodutora			250.539,62		161.987,11	32.508,79	184.019,52	179.783,90	17.569,84
Total		653.373,05	410.633,49	23070,21	357.910,36	101.543,20	184.019,52	179.783,90	17.569,84

FUENTE: CONELEC
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRÁFICO No. 12
CONSUMO DE COMBUSTIBLE AÑO 2008



FUENTE: TABLA No. 15
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.1.5. Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2009

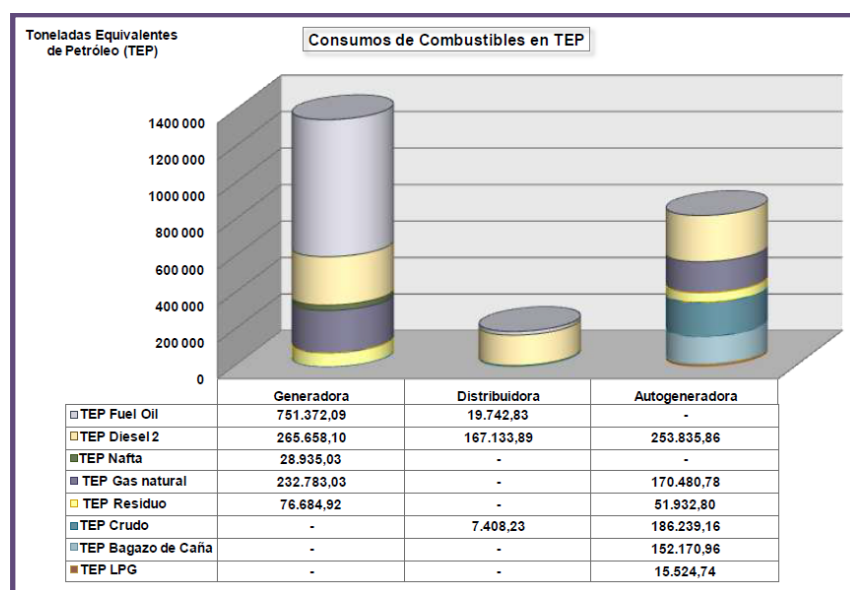
Las centrales de generación térmica en el año 2009 utilizaron como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la siguiente tabla, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 16
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2009 EN
TONELADAS

Tipo de Empresa	Empresa	FUEL		Nafta (gal)	Gas		Residuo (Gal)	Crudo (gal)	Bagazo Caña (Tn)	LPG (Tn)
		OIL (gal)	Diesel 2 (gal)		Natural (mpc)					
Total Generadora		751372,09	265658,10	28935,03	232783,03	76684,92	-	-	-	
Total Distribuidora		19742,83	167133,89			-	7408,23	-	-	
Total Autoproductora			253835,86		170480,78	51932,80	186239,16	152170,96	15524,74	
Total		771114,92	686627,85	28935,03	403263,81	128617,72	193647,39	152170,96	15524,74	

FUENTE: CONELEC
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

GRAFICO No. 13
CONSUMO DE COMBUSTIBLE AÑO 2009



FUENTE: TABLA No. 16
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.1.6. Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2010

Las centrales de generación térmica en el año 2010 utilizaron como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la siguiente tabla, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 17
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA 2010

Tipo de empresa	Fuel Oil (Mil Gas)	Diesel 2 (Mill gal)	Nafta (Mill gal)	Gas Natural (Mill Pc)	Residuo (Mill gal)	Crdo (Mill gal)	LPG (Mill gal)	Bagazo de caña (Miles Tn)
Generadora	206,10	201,09	14,64	11,69	20,74	-	-	-
Distribuidora	129,32	39,48	-	-	-	2,47	-	-
Autogeneradora	-	74,63	-	8,35	17,69	58,06	7,75	912,30
TOTAL GENERAL	335,45	315,20	14,64	20,04	38,43	60,53	7,75	912,30

FUENTE: TABLA No. 17
 ELABORADO POR: MARI GUEVARA

De la tabla se concluye que los combustibles más utilizados en el 2010, a nivel nacional, fueron el Diesel 2 y el Fuel Oil.

En la siguiente tabla se representan los totales de los diferentes tipos de combustible consumidos en el 2010. Se utiliza el concepto de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo), que permite un mejor entendimiento de la cantidad de combustible utilizado en los procesos de generación termoeléctrica.

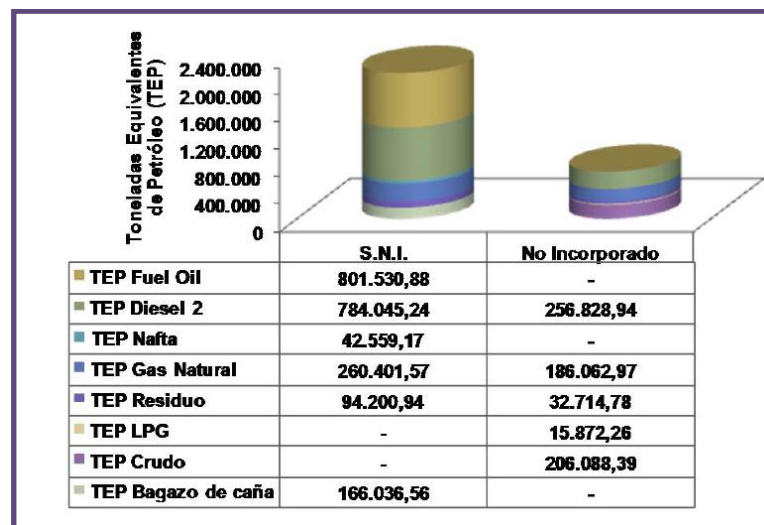
TABLA No. 18
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN TEP 2010

COMBUSTIBLE		EQUIVALENCIA (TEP)		TOTALS (TEP)
CANTIDAD	UNIDADES			
235,42	Millones de galones de Fuel Oil	1 galón	0,003404736	801.530,88
315,20	Millones de galones de Diesel 2	1 galón	0,003302303	1.040.874,18
14,64	Millones de galones de Nafta	1 galón	0,002907111	42.559,17
20,04	Millones de galones de de Gas Natural	1 pie ³	0,022278869	446.464,54
38,43	Millones de galones de Residuo	1 galón	0,003302303	126.915,73
60,53	Millones de galones de Crudo	1 galón	0,003404736	206.088,39
7,75	Millones de galones de LPG	1 galón	0,002046800	15.872,26
912,30	Miles de Toneladas de Bagazo de Caño	1 Tonelada	0,181997480	166.036,56

* Fuente: OLADE, SIEE

A continuación se visualiza esta información en el siguiente gráfico

GRÁFICO No. 14
CONSUMO DE COMBUSTIBLE AÑO 2010



FUENTE: TABLA No. 18
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.1.7. Consumo de combustible por tipo de empresa en el año 2011

Las centrales de generación térmica en el año 2011 utilizaron como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la siguiente tabla, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 19
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN TEP 2011

Tipo de empresa	Fuel Oil (Mil Gas)	Diesel 2 (Mill gal)	Nafta (Mill gal)	Gas Natural (Mill Pc)	Residuo (Mill gal)	Crudo (Mill gal)	LPG (Mill gal)	Bagazo de caña (Miles Tn)
Generadora	207,97	59,12	14,71	8,47	44,46	-	-	-
Distribuidora	24,25	18,51	-	-	1,42	-	-	-
Autogeneradora	-	69,18	-	7,02	15,32	60,94	7,07	1.064,25
TOTAL GENERAL	232,22	146,80	14,71	15,50	61,20	60,94	7,07	1.064,25

FUENTE: TABLA No. 19
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

De la tabla se concluye que los combustibles más utilizados en el 2011, a nivel nacional, fueron el Diesel 2 y el Fuel Oil.

En la siguiente tabla se representan los totales de los diferentes tipos de combustible consumidos en el 2011. Se utiliza el concepto de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo), que permite un mejor entendimiento de la cantidad de combustible utilizado en los procesos de generación termoeléctrica.

TABLA No. 20

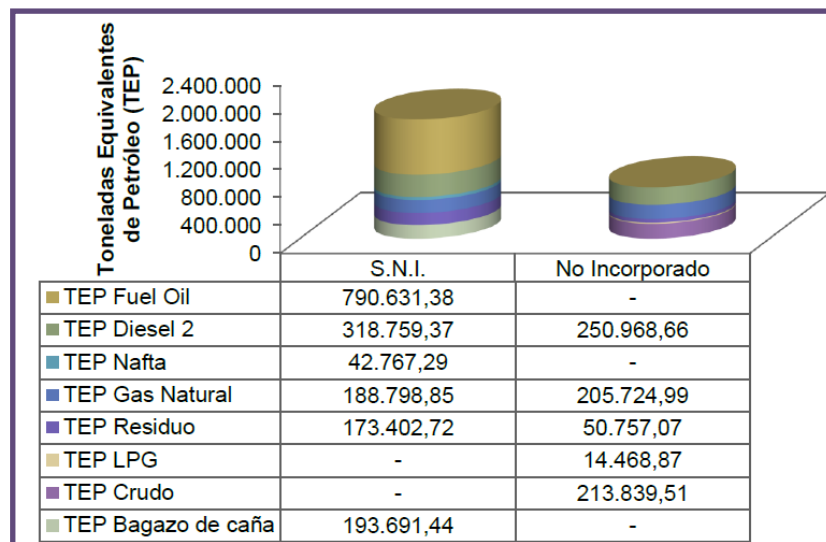
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN TEP 2011

COMBUSTIBLE		EQUIVALENCIA (TEP)		TOTAL (TEP)
CANTIDAD	UNIDADES			
232,22	Millones de galones de Fuel Oil	1 galón	0,003404736	801.530,88
172,52	Millones de galones de Diesel 2	1 galón	0,003302303	790.631,38
14,71	Millones de galones de Nafta	1 galón	0,002907111	569.728,03
17.708,43	Millones de galones de de Gas Natural	1 pie ³	0,022278869	42.767,29
67,88	Millones de galones de Residuo	1 galón	0,003302303	394.523.838,16
62,81	Millones de galones de Crudo	1 galón	0,003404736	213.839,51
7,07	Millones de galones de LPG	1 galón	0,002046800	14.468,87
1.064,25	Miles de Toneladas de Bagazo de Caño	1 Tonelada	0,181997480	193.691,44

* Fuente: OLADE, SIEE

GRAFICO No. 15

CONSUMO DE COMBUSTIBLE AÑO 2011



FUENTE: TABLA No. 20
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.2. CUANTIFICACIÓN DE LOS SUBSIDIOS EN HIDROCARBUROS.

En sus reportes de información contable, Petroecuador ha establecido el monto de los subsidios a los derivados en términos de costo de producción. Los cuadros que se presentan a continuación son cuadros resumen preparados por Petroecuador y presentan la información oficial que la empresa reporta regularmente y ha sido entregada a otras entidades públicas como el Ministerio de Finanzas y el Ministerios de Coordinación de los Sectores Estratégicos. Para el cálculo de los totales de subsidio cabe recordar que la metodología utilizada por el Ministerio de Finanzas para la determinación de los subsidios bajo este enfoque, considera todas las pérdidas incurridas por el Estado en la comercialización de los diversos derivados que abastecen la demanda nacional; mientras que Petroecuador establece los saldos netos, esto es considera la diferencia entre los productos que dejan perdida y los que arrojan ganancias.

TABLA No. 21

SUBSIDIOS REPORTADOS POR PETROECUADOR EN MILLONES DE DÓLARES

METODOLOGÍA	2005	2006	2007	2008	2009
PETROECUADOR		409	965	833	379
MINISTERIO DE FINANZAS	1.007	1.350	1.690	1.986	1.277

FUENTE: PETROECUADOR
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

A continuación se presenta los cuadros preparados por Petroecuador con el desglose por derivado al mayor detalle seleccionado por dicha institución para el período 2005-2010, los valores resaltados en rojo en la columna utilidad/pérdida representan los montos de subsidios

TABLA No. 22
DERIVADOS MERCADO INTERNO
ENERO – DICIEMBRE 2005

DERIVADOS	VOLUME N (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	12.783.972	0.80	431.999.210	0.22	118.179.341	313.812.869
DIESEL IMPORTADO	8.123.339	0.80	274.377.147	2.01	685.853.512	(411.476.364)
TOTAL	20.913.312.	0.80	706.376.358	0.92	804.032.853	(97.656.495)
G.L.P NACIONAL (*)	2.196.599	0.11	19.505.347	0.30	57.197.302	(37.691.955)
G-L-P IMPORTADO (*)	8/.012.684	0.11	72.396.185	0.66	451.830.877	(379.434.692)
TOTAL	10.209.283	0.11	91.901.532	0.58	509.028.180	(417.126.647)
GASOLINAS	8.888.952	1.23	460.622.668	0.23	85.517.654	375.105.014
NAFTA IMPORTADA	6.038.515	1.23	312.913.929	1.94	491.353.979	(178.440.051)
TOTAL	14.927.467	1.23	773.536.597	0.92	576.871.633	196.664.963
FUEL OIL	10.735.892	0.48	218.351.867	0.32	143.664.339	74.687.528
JET FUEL	2.097.899	1.04	153.259.925	0.39	34.548.770	118.8041.155
OTRAS	2.743.206	1.67	191.978.245	0.25	28.806.663	163.174.582
TOTAL	61.627.058		2.135.404.524		2.096.859.438	38.545.086

*EL COSTO Y EL PRECIO ESTÁN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG. FACTOR DE CONVERSIÓN 11.65 BLS POR TONELADA

TABLA No. 23
DERIVADOS MERCADO INTERNO
ENERO – DICIEMBRE 2006

DERIVADOS	VOLUME N (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	12.037.124	0.8073	441.160.595	0.325	181.038.345	260.122.250
DIESEL IMPORTADO	11.325.187	0.8073	415.088.877	0.358	1.001.273.703	(586.184.827)
TOTAL	23.362.311	0.8073	856.249.471	1.205	1.182.312.048	(326.062.577)
G.L.P NACIONAL (*)	2.217.251	0.106	20.219.338	0.381	72.590.541	(52.371.203)
G-L-P IMPORTADO (*)	8.431.901	0.106	77.410.692	0.784	567.542.824	(490.132.132)
TOTAL	10.649.152	0.106	97.630.030	0.700	640.133.365	(542.503.335)
GASOLINAS	9.273.019	1.326	516.362.196	0.427	166.277.419	350.084.777
NAFTA IMPORTADA	6.175.077	1.326	343.855.256	2.178	564.772.542	(220.917.286)
TOTAL	15.448.096	1.326	860.217.453	1.127	7361.049.92	129.164.491
FUEL OIL	9.427.970	0.762	301.919.030	0.261	103.272.211	198.646.819
JET FUEL	1.960.308	0.809	66.571.417	0.409	33.669.304	32.902.113
OTRAS	2.743.206	0.954	191.978.245	0.385	66.945.358	98.775.246
TOTAL	64.985.500		2.348.308.004		2.757.382.248	(409.074.244)

*EL COSTO Y EL PRECIO ESTÁN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG. FACTOR DE CONVERSIÓN 11.65 BLS POR TONELADA

TABLA No. 24
DERIVADOS MERCADO INTERNO
ENERO – DICIEMBRE 2007

	VOLUME N (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	11.098.124	0.851	396.444.584	0.551	256.996.716	139.447.868
DIESEL IMPORTADO	11.872.493	0.851	424.106.412	2.150	1.071.967.393	(647.860.981)
TOTAL	22.970.617	0.851	820.550.996	1.377	1.328.964.109	(508.413.113)
G.L.P NACIONAL (*)	1.393.547	0.110	13.124.045	0.506	60.513.442	(47.419.397)
G-L-P IMPORTADO (*)	9.699.750	0.110	91.349.593	0.892	742.700.158	(651.350.565)
TOTAL	11.093.297	0.110	104.473.638	0.844	803.246.599	(698.769.962)
GASOLINAS	8.893.560	1.304	487.135.570	0.462	172.522.325	314.612.245
NAFTA IMPORTADA	7.843.541	1.304	429.621.863	2.374	773.023.732	(343.401.869)
TOTAL	16.797.101	1.304	916.757.433	1.345	945.546.057	(28.788.624)
FUEL OIL	8.772.849	0.887	326.916.852	0.542	199.801.845	127.115.007
JET FUEL	2.336.566	1.534	150.492.086	0.456	44.774.165	105.717.921
OTRAS	4.611.778	0.604	116.948.913	0.405	78.410.918	38.537.995
TOTAL	66.522.208		2.436.139.918		3.400.740.694	(964.600.776)

*EL COSTO Y EL PRECIO ESTÁN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG. FACTOR DE CONVERSIÓN 11.65 BLS POR TONELADA

TABLA No. 25
DERIVADOS MERCADO INTERNO
ENERO – DICIEMBRE 2008

	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	12.334.227	0.89	462.767.863	0.58	299.315.805	163.452.058
DIESEL IMPORTADO	11.158.501	0.89	418.559.889	2.79	1.307.553.147	(888.993.258)
TOTAL	23.492.728	0.89	881.327.752	1.63	1.606.868.952	(725.541.200)
G.L.P NACIONAL (*)	2.216.470	0.11	22.098.111	0.39	74.199.425	(52.101.314)
G-L-P IMPORTADO (*)	9.172.686	0.11	90.143.752	0.98	736.858.818	(646.715.066)
TOTAL	11.389.156	0.11	112.241.863	0.83	811.058.243	(698.816.380)
GASOLINAS	10.639.066	1.25	559.606.366	0.53	236.825.609	322.780.757
NAFTA IMPORTADA	7.482.994	1.25	393.599.502	2.51	788.857.227	(395.257.725)
TOTAL	18.122.060	1.25	953.205.868	1.32	1.025.682.837	(72.476.969)
FUEL OIL NACIONAL	4758.206	1.09	216.888.353	0.28	55.349.171	161.539.182
IMPORTACIÓN CUTTER STOCK	3541.189	1.09	161.414.333	2.51	16.572.765	144.841.569
TOTAL	8.299.395	1.09	378.302.386	0.21	71.921.936	306.380.751
JET FUEL	2.513.471	2.40	253.801.692	0.20	21.005.221	232.796.471
JPI IMPORTADO	70.017	2.40	7.5888.151	3.60	10.595.510	(3.007.359)
TOTAL	2.583.488	2.40	260.324.004	0.29	31.600.731	229.789.112
OTROS	4.825.538	0.77	156.422.610	0.10	19.650.155	136.772.455
TOTAL	68.712.365		2.714.824.782		3.566.782.853	(824.958.071)

*EL COSTO Y EL PRECIO ESTÁN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG. FACTOR DE CONVERSIÓN 11.65 BLS POR TONELADA

TABLA No. 26
DERIVADOS MERCADO INTERNO
ENERO – DICIEMBRE 2009

DERIVADOS	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	10.512.352	0.92	405.589.769	0.45	199.494.833	206.094.937
DIESEL IMPORTADO	13.892.017	0.92	536.023.295	1.84	1.073.433.754	(537.410.459)
TOTAL	24.405.369	0.92	941.613.064	1.24	1.272.928.587	(311.315.523)
G.L.P NACIONAL (*)	2.147.397	0.11	19.800.722	0.35	64.741.200	(44.940.478)
G-L-P IMPORTADO (*)	9.079.046	0.11	83.716.082	0.64	501.906.176	(418.190.094)
TOTAL	11.226.443	0.11	103.516.803	0.59	566.647.376	(463.130.573)
GASOLINAS	9.322.907	1.28	499.505.829	0.44	171.405.038	328.100.791
NAFTA IMPORTADA	9.686.734	1.28	518.999.073	1.95	794.774.395	(275.775.321)
TOTAL	19.009.641	1.28	1.018.504.902	1.21	966.179.433	52.325.469
FUEL OIL NACIONAL	6.359.696	0.77	206.958.061	0.49	132.026.017	74.932.043
IMPORTACIÓN CUTTER STOCK	2.452.357	0.77	79.804.923	0.00	42.129.936	37.674.987
TOTAL	8.812.053	0.77	286.762.984	0.47	174.155.953	112.607.031
JET FUEL	2.486.211	1.44	150.331.087	0.43	44.917.991	105.413.096
JPI IMPORTADO	80.776	1.44	4.884.197	1.63	5.531.236	(647.039)
TOTAL	2.566.987	1.44	155.215.284	0.47	50.449.227	104.766.057
AVGAS	8.617	2.84	1.026.043	2.07	749.623	276.420
TOTAL	8.617	2.84	1.026.043	2.07	749.623	276.420
OTROS	9.575.644	0.51	206.452.440	0.15	60.804.616	145.647.823
TOTAL	75.604.754		2.713.091.519		3.091.914.815	(378.823.295)

*EL COSTO Y EL PRECIO ESTÁN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG. FACTOR DE CONVERSIÓN 11.65 BLS POR TONELADA

TABLA No. 27
DERIVADOS MERCADO INTERNO
ENERO – MARZO 2010

DERIVADOS	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	2.064.116	0.85	73.737.545	0.45	39.422.108	34.315.437
DIESEL IMPORTADO	4.848.121	0.85	173.192.079	1.93	392.619.943	(219.427.869)
TOTAL	6.912.237	0.85	246.929.624	1.49	432.042.050	(185.122.426)
G.L.P NACIONAL (*)	487.153	0.11	4.668.602	0.46	19.178.714	(14.510.112)
G-L-P IMPORTADO (*)	2.169.982	0.11	20.795.894	1.00	187.025.395	(166.230.501)
TOTAL	2.657.135	0.11	25.464.496	0.90	206.205.109	(180.740.613)
GASOLINAS	3.021.726	1.21	152.979.010	0.48	60.818.978	92.160.032
NAFTA IMPORTADA	1.892.544	1.21	95.812.627	1.83	145.386.131	(49.573.504)
TOTAL	4.914.270	1.21	248.791.637	1.00	206.205.109	42.586.528
FUEL OIL NACIONAL	2.229.873	0.85	79.703.387	0.48	44.716.016	34.987.371
IMPORTACIÓN DILUYENTE	160.128	0.85	5.723.530	2.13	14.311.898	(8.588.369)
TOTAL	2.390.001	0.85	85.426.916	0.59	59.027.915	26.399.002
AVGAS	3.910	7.06	1.158.962	3.16	518.400	640.562
TOTAL	3.910	7.06	1.158.962	3.16	518.400	640.562
OTROS	2.959.881	1.00	124.193.879	0.19	23.024.726	101.169.153
TOTAL	19.837.434		731.965.514		927.023.309	(195.057.795)

*EL COSTO Y EL PRECIO ESTÁN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG. FACTOR DE CONVERSIÓN 11.65 BLS POR TONELADA

El diesel es el derivado de petróleo de mayor consumo a nivel nacional y dinamiza el desarrollo de diversas actividades productivas. Desafortunadamente las refinerías del país no satisfacen la demanda nacional. En 2008, contribuyeron sólo con 51.4% de la oferta nacional de diesel. Consecuentemente, para cubrir la demanda se requirió importar diesel en aproximadamente 11'400,000 barriles, lo que significó un egreso para el Estado de alrededor de USD 1,453 millones. Esto implica un costo por galón importado de USD 3.036, mientras que el precio de venta al público del galón de diesel automotriz es de USD 1.02 y el precio al consumidor industrial es de USD 0.918 por galón, lo que demuestra la existencia del subsidio.

En principio, la política de mantener el subsidio al diesel se fundamenta en apoyar al sector productivo. No obstante, el precio subsidiado ha orientado al sector empresarial a realizar importantes inversiones en plantas industriales que consumen diesel, dejando de lado el uso de otros combustibles como el fuel oil, producido por las refinerías del país en volúmenes que superan la demanda. En este sentido, sería más eficiente diseñar una política de precios que oriente al sector industrial a sustituir diesel por fuel oil, con miras a reducir las importaciones de diesel y reducir el subsidio a este combustible.

Cabe mencionar el consumo del diesel por parte del sector eléctrico. Por las características de los recursos hidroeléctricos del país, el sector eléctrico debe complementar su parque de generación con centrales termoeléctricas, las mismas que son fundamentales en épocas de estiaje. Sin embargo, los retrasos en la construcción de centrales hidroeléctricas y los tiempos que toman el desarrollo de centrales termoeléctrica que utilicen fuel oil, ha obligado al sector eléctrico del país a acudir a la instalación de plantas de generación térmica que utilizan diesel. El precio subsidiado del diesel y el corto tiempo requerido para su instalación, ha inducido a la adquisición y montaje de plantas que consumen este combustible, en vez de plantas que usen bunker, que las refinerías del país sí producen en volúmenes adecuados para este uso.

Varias disposiciones legales y resoluciones de diversas entidades y autoridades del país han establecido mecanismos por los cuales el sector eléctrico ecuatoriano recibe y otorga una serie de tratamientos especiales a sus distintos usuarios, a través de: precios inferiores a

los costos, exoneraciones de pago, cobertura por parte del Estado de insuficiencias de gestión de las entidades eléctricas, aportes gubernamentales para obras de expansión de la actividad eléctrica, insumos entregados a precios preferenciales, etc. Estos tratamientos especiales tienen, según el caso, aplicaciones coyunturales o permanentes.

En la actualidad, dentro del sector eléctrico del país, se puede identificar ocho aspectos que constituyen manejos especiales, unos financiados por el Gobierno Nacional y otros que son financiados por parte de los mismos clientes del sector eléctrico. Los aspectos financiados por el Gobierno Nacional son:

- 1) Tarifa de la Dignidad
- 2) Déficit Tarifario que está compuesto de los siguientes conceptos:
 - Aplicación Pliego Tarifario único – Tarifa Única
 - Tarifa especial para el Anciano
 - Exoneración a escenarios deportivos
 - Afectados por el volcán Tungurahua
 - Operación de la generación de sistemas aislados
- 3) Déficit de Gestión (Diferencial de pérdidas, Diferencial de costos de O&M, Insuficiencia de recaudación)
- 4) Combustible para Generación Eléctrica
- 5) Financiamiento de la expansión
- 6) Electrificación Rural y Urbano – Marginal

Los aspectos financiados de manera cruzada por parte de determinados clientes del sector eléctrico son:

- 7) Subsidios cruzados entre clientes residenciales.
- 8) Tarifa especial para varios clientes (Juntas de Agua, Cultos Religiosos, Entidades de Asistencia Social y Beneficio Público).

Los seis aspectos financiados por el Gobierno representan requerimientos de egresos de la caja fiscal. De estos seis aspectos, los dos primeros se califican dentro de un concepto tradicional de subsidio, mientras los cuatro restantes son aportes que se deberían realizar por parte del Gobierno dentro de una política general de manejo del sector eléctrico

derivada de leyes específicas sobre el tema. A continuación se procede a realizar una explicación detallada de la naturaleza y cuantificación de cada uno de dichos subsidios.

Tarifa de la Dignidad

El Gobierno del Presidente Rafael Correa dispuso al CONELEC en junio de 2007 que se otorgue un trato preferencial a los clientes residenciales que consumen hasta 110 KWh/mes en la Sierra y 130 KWh/mes en la Costa. Este trato preferente denominado “Tarifa de la Dignidad”, estableció cobrar a dichos clientes con un precio de 4 centavos de dólar por KWh, más un cargo fijo de 70 centavos de dólar por concepto de comercialización. En el primer trimestre del 2010, en promedio 2’050,151 clientes se benefician mes a mes de este subsidio, lo que constituye 60% de los clientes residenciales, porcentaje que llega hasta 80% en la CNEL – Regional Bolívar. La aplicación de este subsidio representa mensualmente al Estado un compromiso de egreso mensual promedio de USD 3.5 millones.

En la tabla siguiente se muestra un resumen de la aplicación de esta tarifa desde que se la puso en vigencia en julio del 2007 hasta el primer trimestre del 2010.

TABLA No. 28
TARIFAS 2007-2010

PERÍODO	PROMEDIO DE CLIENTES BENEFICIADOS	CONSUMO ANUAL SUBSIDIADO (KWH)	VALOR ANUAL DEL SUBSIDIO (DÓLARES)	VALOR MENSUAL DEL SUBSIDIO (DÓLARES)
TOTAL JUL-DIC 07	1.768.461	500.290.423	21.9	3.7
TOTAL ENE-DIC 08	1.904.288	1.087.630.873	41.7	3.5
TOTAL ENE-DIC 09	1.999.744	1.172.232.778	40.1	3.3
TOTAL ENE-MAR 10	2.050.151	305.093.168	10.4	3.5
TOTAL JUL 07- MAR 10		3.065.247.242	114.1	3.5

FUENTE: CONELEC

ELABORADO POR: MARI GUEVARA

Se debe puntualizar que antes de la implantación de la tarifa dignidad, el sector eléctrico ya tenía establecido un procedimiento mediante el cual los clientes residenciales que consumían hasta el promedio mensual de consumo de su respectiva empresa distribuidora recibían un trato preferencial en sus tarifas. Este trato preferencial es financiado hasta la

actualidad por los clientes residenciales de la misma empresa con consumos superiores a ese promedio y se le denomina subsidio cruzado. Este procedimiento se respalda en el segundo párrafo del literal c) del artículo 53 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico – LRSE.

Puesto que existen dos mecanismos diseñados para apoyar a los consumidores de menores ingresos y para dar cumplimiento a la disposición del Presidente de la República, el CONELEC aplica el siguiente procedimiento para los clientes beneficiarios de la Tarifa de la Dignidad:

- a) Aplicando los pliegos tarifarios aprobados, se calcula mensualmente el valor de la planilla correspondiente.
- b) Se define el valor que los clientes que otorgan el subsidio cruzado deben aportar, para lo cual se incrementa el valor de sus planillas en un 10% en todas las empresas del país, excepto a los clientes de la ciudad de Guayaquil a los que se incrementa 5%.
- c) El valor así definido se divide para el número de clientes beneficiarios, obteniéndose así el monto de subsidio cruzado que cada cliente recibirá en consecuencia, valor que disminuye el monto de la planilla calculada.
- d) A los clientes beneficiados se les aplica los valores definidos por la Tarifa de la Dignidad, y el valor obtenido se lo resta del valor calculado en la parte c). Esta diferencia constituye el valor que el Gobierno debe aportar al sector eléctrico.

Hay algunos casos de clientes beneficiarios del subsidio cruzado para quienes la aplicación de la tarifa de la dignidad no resultaría conveniente, por lo que se les aplica solamente el subsidio cruzado (por ejemplo, clientes de la tercera edad con consumos menores a 120 KWh)

Déficit Tarifario

El déficit tarifario se constituye por la diferencia entre los costos de generación, transmisión y distribución reales, y aquellos que son reconocidos en la tarifa única a nivel nacional. Este déficit se sustenta en el Mandato No. 15 de la Asamblea Nacional

Constituyente, vigente desde julio del 2008 y en varias Resoluciones del CONELEC emitidas en dicho año para aplicar el Mandato.

Específicamente, el Mandato No. 15 en su artículo 2 dice: “El Ministerio de Finanzas, cubrirá mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC; para tal efecto, el Ministerio de Finanzas deberá realizar todos los ajustes presupuestarios pertinentes que permitan cumplir con este Mandato”.

Las regulaciones emitidas por el CONELEC, para aplicar este Mandato, son las siguientes:

- Regulación No. 006/008: En su numeral 9 dispone que la diferencia entre el valor de la tarifa única aprobada a nivel nacional y el valor de los costos propios de cada distribuidora sea valorada por el CONELEC para fines de establecer el valor de la compensación que el Ministerio de Finanzas debe cancelar. Igualmente se dispone que, en este cálculo, el CONELEC incluya todos los subsidios o compensaciones que el Estado haya otorgado a través de la propia normativa eléctrica o de otra Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes.
- Regulación No. 013/08: Complementa la regulación anterior incluyendo la compensación del déficit operacional de los sistemas de generación aislados. Además, ratifica la compensación que el Ministerio de Finanzas deberá pagar por los subsidios que el estado haya establecido y establece la liquidación que debe realizar el CENACE sobre las transacciones realizadas a partir de la aprobación de la regulación 006 /008.

- **Aplicación Pliego Tarifario Único**

El estudio de costos de las empresas distribuidoras realizado por el CONELEC en febrero del 2009, y luego corregido por los resultados reales obtenidos, estableció un déficit tarifario de USD 135 millones en 2009 distribuido de la siguiente forma:

TABLA No. 29
DÉFICIT TARIFARIO

MES	VALORACIÓN SUBSIDIO
ENE – 09	3.686.930,50
FEB -09	3.207.484,80
MAR – 09	10.006.213,50
ABR – 09	1.679.636,90
MAY – 09	1.640.264,10
JUN – 09	2.134.271,50
JUL – 09	1.271.514,00
AGO – 09	7.149.685,10
SEP – 09	20.256.440,20
OCT – 09	17.756.127,10
NOV – 09	33.286.680,20
DIC – 09	33.202.337,10
TOTAL	135.277.584,90

FUENTE: CONELEC

ELABORADO POR: MARI GUEVARA

Se aprecia que en el período de estiaje (de septiembre a diciembre), cuando el costo de la generación sube por la mayor utilización de energía termoeléctrica, también se incrementa el nivel del déficit tarifario. También se observa que el monto de este déficit varía de mes en mes, pero que en promedio en el 2009 representó un compromiso de egreso mensual de USD 11.3 millones.

Los mismos datos pero desglosados por empresa eléctrica distribuidora se presentan en la siguiente tabla, en la cual se aprecia que el 50% del total de este subsidio corresponde a las empresas distribuidoras que sirven a Quito y Guayaquil.

TABLA No. 30
PORCENTAJE DE SUBSIDIOS

EMPRESA DISTRIBUIDORA	VALOR (US \$)	%
Ambato	3.334.992,70	2.47
Azogues	2.243.573,98	1.66
CNEL – Bolivar	2.038.349,33	1.51
Eléctrica de Guayaquil	33.735.120,84	24.94
Centro Sur	8.407.700,60	6.22
Cotopaxi	3.275.637,27	2.42
CNEL – el Oro	1.855.918,85	1.37
CNEL – Guayas – Los Ríos	7.622.718,01	5.63
CNEL – Esmeraldas	1.887.004,59	1.39
CNEL – Los Ríos	2.749.055,29	2.03
CNEL – Manabí	6.361.707,93	4.70
CNEL – Milagro	2.909.373,83	2.15
Norte	4.530.592,63	3.35
Quito	33.968,136,43	25.11
Riobamba	4.892.505,15	3.68
CNEL – Sta. Elena	2.166.982,46	1.60
CNEL – Sto. Domingo	3.571.970,03	2.64
Sur	6.014.383,12	4.45
CNEL – Sucumbios	2.078.016,67	1.54
Galápagos	1.543.845,21	1.14
TOTAL	135.277.584,92	100%

FUENTE: PETROECUADOR
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

- **Tarifa especial para el Anciano**

La Ley del Anciano, en su Artículo 15, estipula una reducción de 50% en el valor de la planilla de energía eléctrica a los primeros 120 KWh/mes de consumo a aquellos clientes residenciales que tengan 65 años o más. Esta tarifa está en vigencia desde el año 2001 y representa en 2010 un egreso promedio para el Estado de USD 244,434 por mes.

TABLA No. 31
TARIFA DEL ANCIANO

FECHAS	CLIENTE BENEFICIADOS	CONSUMO ANUAL (KWH)	SUBSIDIO ANUAL (USD)	SUBSIDIO MENSUAL (USD)
TOTAL AGOSTO – DICIEMBRE 2008	85.606,60	65.022.843,00	1,46	0,29
TOTAL ENERO – DICIEMBRE 2009	118.993,42	225.925.256,00	5,00	0,42
TOTAL ENERO – MARZO 2010	64.992,33	34.375.965,00	0,73	0,24

FUENTE: PETROECUADOR
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

- **Déficit de gestión.**

En el año 2009, el CONELEC—en coordinación con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable—elaboró un documento titulado “Plan Integral de Estabilización y Mejoramiento del Sector Eléctrico - PIEMSE”, en el que se plantea una serie de acciones orientadas a conseguir en el corto plazo, la estabilización financiera del sector eléctrico, y en el mediano y largo plazo, la mejora de los niveles de eficiencia de las empresas, para enmarcarlas en lo que establecen las normas e índices de eficiencia internacionales. Este plan, que fue aprobado en noviembre del año 2009 por el CONELEC, propone reducir a cero el déficit de gestión en un plazo de cuatro años, sobre la base de planes concretos que deben elaborar las empresas eléctricas y que deben ser aprobados por el CONELEC, quien deberá hacer el posterior seguimiento y evaluación de los resultados correspondientes.

Los aspectos que se incluyeron para mejorar la gestión de las empresas eléctricas fueron: las pérdidas de energía, los costos de operación, mantenimiento y administración y las mejoras en la recaudación. El valor inicial estimado para estos tres rubros para el año 2009 fue de USD 167 millones, lo que significa un requerimiento mensual de casi USD 14 millones. En la siguiente tabla se presenta un desglose de los valores estimados para 2009:

TABLA No. 32
ESTIMACIONES DE DÉFICIT DE GESTIÓN

CONCEPTO	VALOR EN MILLONES DE (USD)
Pérdidas de Energía	52.85
Costos de Operación	52.85
Recaudación	61.61
TOTAL	267.34

FUENTE: PETROECUADOR
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

El CONELEC ha informado que, hasta mayo 2010, ha recibido del Ministerio de Finanzas un monto de USD 38.55 millones, que se han repartido en el sector eléctrico de la siguiente manera:

TABLA No. 33
REQUERIMIENTOS DE FINANCIAMIENTO

CONCEPTO	REQUERIMIENTO (US\$)	PAGADO MIN DE FINANZAS (US\$)	SALDO POR RECIBIR (US \$)
Pliego Tarifario Único	135.277.585	16.647.155	118.630.430
Tarifa para el Anciano	4.974.455	625.000	4.349.455
Exoneración Escenarios Deportivos	585.791	83.333	502.458
Afectados por el Volcán Tungurahua	57.345	23.287	34.058
Operación de Sistemas Aislados	11.240.418	7.241.248	3.999.170
Subtotal déficit tarifario	152.135.594	24.620.023	127.515.571
Déficit de gestión	167.240.000	13.929.977	153.410.023
TOTAL	319.475.594	38.550.000	280.925.594

FUENTE: PETROECUADOR
ELABORADO POR: MARI GUEVARA

4.3. ANÁLISIS DEL MANDATO CONSTITUCIONAL No. 15 EN LAS FINANZAS DE EP-PETROECUADOR, GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN PERÍODO (2005 – 2011).

Las empresas y entidades públicas que conforman el sistema eléctrico y que fueron saneadas financieramente por una condonación de deudas (Mandato Constituyente No.15), volvieron acumular obligaciones.

Hasta mayo del 2010, las distribuidoras, generadoras, transmisora, Petroecuador y el Ministerio de Finanzas registraron deudas entre sí por más de \$ 300 millones. Solo las generadoras deben a la petrolera estatal unos \$ 200 millones.

En marzo del 2009, antes de la disposición del Mandato No. 15, las involucradas tenían deudas cruzadas por \$ 3.930,60 millones, pero después de un ajuste de cuentas se licuaron en un 98% y se desplomaron a \$ 73,96 millones.

Con el mandato constitucional No. 15, el Gobierno buscó solucionar el problema, incluso, se optó por fusionar a las distribuidoras más ineficientes, pero el problema sigue. Esto porque las falencias estructurales no se superan en las empresas y la fusión no ayudó del todo.

Se olvidaron de corregir los problemas de corrupción de las distribuidoras, de mejorar la ejecución del dinero asignado, de modernizar procesos de facturación, actualizar equipos, mejorar la gestión y superar el problema de fondo: cobrar tarifas reales o transferir regularmente subsidios.

La realidad de la Corporación Eléctrica del Ecuador es deficitario, es decir que las distribuidoras no recaudan el 100% de la energía que compran a las generadoras y no reciben el subsidio a tiempo. Lo que recaudan no alcanza a cubrir los costos de producción eléctrica y la tarifa de la dignidad (\$ 0,04) está por debajo de los costos de producción.

A ese reducido precio se suma que las generadoras eléctricas consumen diésel y cada galón se importa a \$ 4 y se vende a menos de \$ 1. Las generadoras, a su vez, no logran cubrir los costos porque las distribuidoras no pueden pagar esos valores debido a que cobran precios subsidiados y no facturan todo lo que compran.

Petroecuador no puede recaudar sus pendientes de las generadoras y el Ministerio de Finanzas no transfiere regularmente el dinero.

Solucionar los problemas no resulta fácil, pero desde la aprobación del Mandato Constituyente No. 15, no se ha hecho el mejor esfuerzo al bajar en cinco puntos las pérdidas técnicas y no técnicas de las distribuidoras fusionadas.

Obligaciones en cero

Todas las deudas se eliminaron o dieron de baja, especialmente los rubros: compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación.

Déficit tarifario

Igual ocurrió con los valores pendientes de pago por parte del Ministerio de Finanzas por concepto de déficit tarifario, calculado y reconocido hasta el 26 de septiembre de 2006.

En el año 2011, el Gobierno invirtió \$ 120 millones en cambiar redes de las empresas de distribución, de los cuales \$ 60 millones fue exclusivamente para bajar más las pérdidas negras.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

- La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), de octubre de 1996, estableció una nueva estructura y funcionamiento del sector eléctrico, creando el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con segmentación horizontal y vertical de la industria, y permitió la posibilidad de participación privada en cada segmento del sector, abriendo la generación a la competencia. Sin embargo, es a partir de abril de 1999 cuando se da inicio al funcionamiento del MEM, bajo los principios establecidos en la LRSE y en la normativa de detalle dada por el Organismo Regulador. No obstante, la mayoría de las empresas de distribución, los principales generadores del mercado y la empresa única de transmisión, permanecieron bajo el control del Fondo de Solidaridad (ente estatal).
- De acuerdo con la Ley Modificatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico aprobada por el Congreso Nacional del Ecuador el 13 de septiembre de 2006, el Estado ecuatoriano reconoce la existencia del déficit tarifario como uno de los problemas estructurales del sector, así como el desfinanciamiento que ha producido en las empresas de distribución de energía eléctrica a consecuencia de la decisión del Estado de fijar tarifas por consumo de energía al usuario final que no correspondían a las técnicamente determinadas por el CONELEC, además de, la aplicación de políticas públicas en forma de compensación ó subsidio al consumir final con el objetivo de disminuir drásticamente dicho déficit generado desde el 1° de abril de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2005.
- La Asamblea Nacional Constituyente, pone en vigencia, a partir del 23 de julio del 2008, el Mandato Constituyente No. 15, que dispone eliminar el concepto de costos marginales en el cálculo de los costos del componente de generación y la no consideración del componente de inversión para la expansión en los costos de

transmisión y distribución. Con estas disposiciones se configura un nuevo esquema de mercado, basado en la suscripción de contratos regulados entre la toda la generación y la demanda regulada. El 20 de octubre de 2008, en el Registro Oficial No. 449, se publicó la Constitución de la República del Ecuador, que incorpora nuevas definiciones en cuanto al manejo del Estado, a diferencia de lo señalado en la Constitución de 1998. El sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público.

- El abastecimiento de combustible para las centrales térmicas normado por el Mandato Constituyente No. 15, se realiza a través de la empresa estatal EP PETROECUADOR. Los tipos de combustibles más utilizados son el diesel, que se importa en su mayor parte, el bunker de producción nacional y la nafta, que igualmente se importa. Adicionalmente, los generadores no poseen una infraestructura de almacenamiento de combustibles que les permita operar de manera autónoma, razón por la que se recurre a la infraestructura de la estatal petrolera, que también presenta dificultades porque el combustible debe también ser almacenado y destinado a otros sectores como el transporte. Con el objetivo de mantener el suministro de combustible requerido en los tanques de almacenamiento de las generadoras térmicas, en septiembre de 2009 se suscribe un Convenio entre la estatal petrolera y las autoridades energéticas y de las finanzas públicas.

5.2 RECOMENDACIONES.

La eliminación del subsidio a los combustibles utilizados por el sector eléctrico tendría un impacto directo sobre el precio de la electricidad a través de la etapa de generación. En las restantes etapas funcionales de transmisión y distribución, el impacto de esta medida sería mucho menor, pues solamente incrementaría costos operativos relacionados con movilización. Por esta razón, para estas recomendaciones simuladas se considera únicamente el incremento tarifario en la etapa de generación eléctrica, mediante:

- El cálculo del costo de la generación anual de electricidad no es trivial debido a que se deben considerar tanto una serie de componentes técnicos (demanda, costos operativos, disponibilidad de las unidades de generación, etc.) como el hecho de que existen factores totalmente aleatorios que afectan la generación eléctrica (como el caso de la hidrología). Esto obliga a utilizar herramientas de cálculo con componentes estocásticos, cuyo tiempo de procesamiento es considerable. Por esta razón, se debe realizar cálculos simulados, que mantenga consistencia conceptual y que esté circunscrito a la afectación operativa que se produciría por la utilización de precios sin subsidio para los combustibles utilizados en la generación eléctrica.
- El despacho de las unidades de generación se debe realizar en función de los costos variables de las distintas unidades, es decir, primero se debe despachar la energía más barata y progresivamente se despachará la energía de mayor costo. En el caso de nuestro país, el parque de generación se compone de centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas de diferente tipo e interconexiones con otros países, sobre todo la existente con Colombia. Si los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica suben, ese incremento alteraría el orden de prelación en que las distintas unidades generadoras entran a operar. De este modo, el efecto de utilizar precios sin subsidio para los combustibles sería la disminución de la generación termoeléctrica, sobre todo la más cara que utiliza diesel, substituyéndola con electricidad proveniente de la interconexión con Colombia, que se volvería más competitiva en sus costos.

- Por este motivo se determinó la energía adicional que provendría desde Colombia y cómo esta energía reemplazaría a generación térmica local. Este cálculo está basado en el Plan Operativo Anual para el período julio 2010 – junio 2011, proporcionado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), según el cual la demanda anual de energía en el período señalado alcanzaría a 18,214 GWH. Para condiciones hidrológicas promedio, en el Anexo No.7, se presenta cómo se cubriría la demanda de energía tanto para el caso en que se mantenga los precios subsidiados, como para el caso en que se eliminen los subsidios a los combustibles utilizados en generación eléctrica. Se aprecia la reducción estimada de generación termoeléctrica, reemplazada por aquella proveniente de la interconexión con Colombia.

RESUMEN

La presente investigación se refiere al "Análisis e incidencia de la aplicación del Mandato No. 15 en las finanzas de EP PETROECUADOR, Gerencia de comercialización en el periodo Enero 2005 - Junio 2011", cuyo objetivo es analizar la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, aprobado el 23 de julio de 2008 por la Asamblea Nacional Constituyente, que facultó al CONELEC para establecer los mecanismos que permitieron al Estado asumir la operación del Sector Eléctrico, retornando a una estructura verticalmente integrada de propiedad del Estado.

Para el presente estudio se ha establecido el análisis del Mandato Constituyente No. 15 tanto para CONELEC como para PETROCOMERCIAL, ya que esta entidad Pública se ve afectada financieramente por los subsidios con el sector eléctrico, la investigación se ha realizado a través de los métodos inductivo y analítico apoyados en los datos estadísticos de las dos instituciones públicas, en el período comprendido entre 2005 y 2011. El Mandato introduce cambios en los criterios que se aplicaron para establecer los pliegos tarifarios alterando las transacciones de compra - venta de potencia y energía; además le otorga al CONELEC la regulación del Sector Eléctrico, misma a la que se ajustaron los generadores, transmisores, distribuidores, CENACE y otros clientes. Dichas regulaciones definieron nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado y el establecimiento de los nuevos parámetros regulatorios considerados para el cálculo de las tarifas eléctricas. La eliminación del subsidio a los combustibles por parte de PETROECUADOR utilizados por el sector eléctrico tendría un impacto directo sobre el precio de la electricidad, a través de la etapa de generación y PETROECUADOR no tendría saldos en rojo por los combustibles que son en la mayoría de los casos importados para subsidiar al sector eléctrico entre otros sectores de la economía pública.

Se recomienda que el despacho de las unidades de generación se realice en función a los costos variables de las distintas unidades.

SUMMARY

This research concerns to the "Analysis and impact of the implementation of the Mandate No. 15 in EP finances PETROECUADOR. Marketing Management in the period January 2005 - June 2011 ", which aims to analyze the application of Constituent No. 15 adopted on 23 July 2008 by the National Constituent Assembly, which authorized CONELEC to establish mechanisms that allowed the state to take over the operation of the electricity sector, returning to a vertically integrated structure, owned by the state.

For the present study has established the analysis of Constituent Mandate No. 15 both to CONELEC and PETROCOMERCIAL as this public body is affected financially by subsidies to the electricity sector, the research was conducted through the inductive and analytical methods, supported by the statistics of the two institutions, in the period between 2005 and 2011. The Mandate makes changes to the criteria applied to establish the rate schedules, altering transactions of sale of power and energy; CONELEC also gives the power sector regulation, it is adjusted to the generators, transmitters, distributors CENACE and other customers. These regulations defined new business rules for the functioning of the market and the establishment of new regulatory parameters, for calculation of electricity prices. The removal of fuel subsidy by PETROECUADOR used by the power sector would have a direct impact on the price of electricity, through the generation stage and would not PETROECUADOR balances in red for fuels that are in most imported cases, to subsidize the electricity sector and other sectors of the public economy.

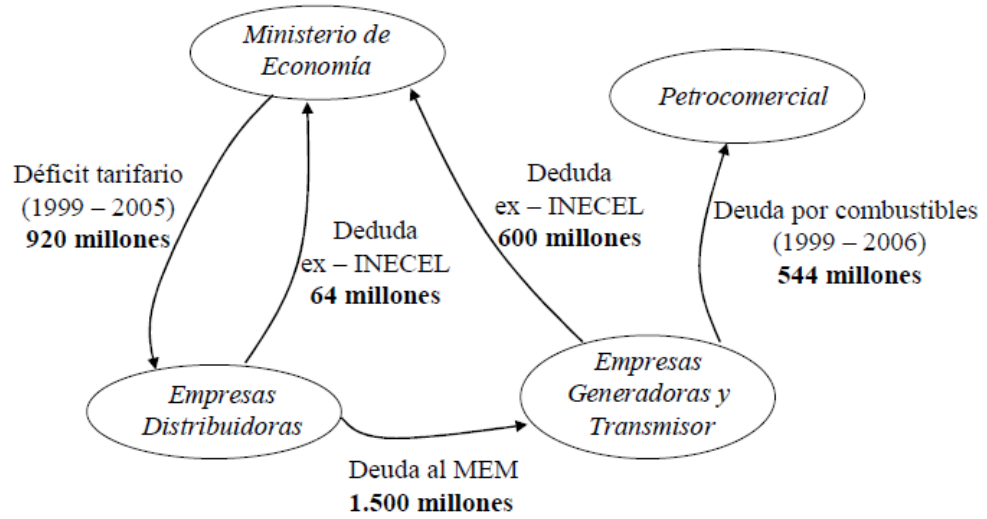
It is recommended that the office of the generating units is made according to the variable costs of the various units.

CIBERGRAFÍA

- **MINISTERIO COORDINADOR DE LA PRODUCCIÓN, EMPLEO Y COMPETITIVIDAD.** Los subsidios energéticos en el Ecuador, Septiembre del 2010.
http://www.elcomercio.com/negocios/subsidios-energia-Ecuador_ECMFIL20110609_0001.pdf
- **CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD.** Plan Integral de Estabilización y mejoramiento del sector Eléctrico (PIENSE), Enero 2011.
<http://www.conelec.gob.ec/>
- **CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD.** Plan Maestro de Electrificación, Enero 2011
<http://www.conelec.gob.ec/>
- **CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD.** Regulaciones, Enero 2011,
<http://www.conelec.gob.ec/>
- **CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD.** Pliegos y cargos Tarifarios, Enero 2011
<http://www.conelec.gob.ec/>
- **CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD.** Boletines estadísticos, Enero 2011
<http://www.conelec.gob.ec/>
- **SECRETARÍA NACIONAL DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO, SENPLADES.** Fichas Mensuales de seguimiento a proyectos de infraestructura. Junio a diciembre de 2010.
<http://www.planificacion.gob.ec/>
- **MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE.** Programa de inversiones públicas prioritarias del Ecuador en el Sector Eléctrico. Julio 2009.
<http://www.energia.gob.ec/>
- **SECRETARÍA NACIONAL DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO, SENPLADES.** Guía Metodológica para el Seguimiento y Evaluación a Planes Operativos Anuales de las Instituciones Públicas. Quito 2005-
<http://www.planificacion.gob.ec/>

ANEXO No. 1

DÉFICIT TARIFARIO



Fuente: MEM.

ANEXO No.2

CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPOS DE EMPRESA AÑOS 2005

CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2005								
Tipo de Empresa	Empresa	FUEL OIL (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)	Gas Natural (mpe)	Residuo (Gal)	Crudo (gal)	Bagazo Caña (Tn)
Generadora	CATEG-G	17.071.776	11.972.293	-	-	-	-	-
	Elecaastro	3.973.661	496.558	-	-	-	-	-
	Electroguayas	110.944.610	15.679.197	-	-	-	-	-
	Electroquil	-	43.921.820	-	-	-	-	-
	Intervisa	-	310.049	26.504.327	-	-	-	-
	Machala Power	-	-	-	9.244.614	-	-	-
	Termoesmeraldas	57.973.558	52.325	-	-	-	-	-
	Termopichincha	-	5.045.485	-	-	10.655.590	-	-
	Ulysseas	5.035.720	111.370	-	-	-	-	-
Total Generadora		194.999.324	77.589.097	26.504.327	9.244.614	10.655.590	-	-
Distribuidora	Ambato	-	91.719	-	-	-	-	-
	Bolívar	-	59.740	-	-	-	-	-
	Centro Sur	-	780	-	-	-	-	-
	El Oro	-	417.941	-	-	-	-	-
	Galápagos	-	1.860.117	-	-	-	-	-
	Guayas-Los Ríos	-	86.814	-	-	-	-	-
	Manabí	-	660.022	-	-	-	-	-
	Norte	-	105.309	-	-	-	-	-
	Quito	6.289.409	732.683	-	-	-	-	-
	Riobamba	-	83.253	-	-	-	-	-
	Sta. Elena	-	365.331	-	-	-	-	-
	Sucumbíos	-	3.600.911	-	-	-	-	-
	Sur	-	1.171.683	-	-	-	-	-
Total Distribuidora		6.289.409	9.236.303	-	-	-	-	-
Autoproductora	Agip	-	117.538	-	-	-	9.994.711	-
	OCP	-	934.754	-	-	-	1.111.855	-
	Petroproducción	-	11.664.938	-	1.989.935	-	3.574.568	-
	Repsol YPF	-	21.093.949	-	1.914.339	-	376.892	-
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	390.586
	Lucega	-	-	-	-	-	-	191.573
Total Autoproductora		-	33.811.180	-	3.904.274	-	15.058.026	582.159
Total		201.288.733	120.636.580	26.504.327	13.148.888	10.655.590	15.058.026	582.159

ANEXO No.3

CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2006 EN TONELADAS

Tipo	Empresa	Fuel Oil	Diesel 2	Nafta	Gas natural	Crudo	Residuo	Bagazo de caña
Generadora	CATEG-G	45 501	64 192	-	-	-	-	-
	Elecaustro	14 264	2 038	-	-	-	-	-
	Electroquayas	389 806	107 071	-	-	-	-	-
	Electroquil	-	156 362	-	-	-	-	-
	Generoca	-	-	-	-	-	-	-
	Intervisa	-	14 923	100 119	-	-	-	-
	Machala Power	-	-	-	220 381	-	-	-
	Termoesmeraldas	205 458	209	-	-	-	-	-
	Termoquayas	16 236	-	-	-	-	-	-
	Termopichincha	-	22 659	-	-	-	36 635	-
Ulysseas	14 833	177	-	-	-	-	-	
Total Generadora		686 099	367 631	100 119	220 381	-	36 635	-
Distribuidora	Ambato	-	217	-	-	-	-	-
	Bolívar	-	175	-	-	-	-	-
	El Oro	214	1 474	-	-	-	-	-
	Galápagos	-	6 861	-	-	-	-	-
	Guayas-Los Ríos	-	221	-	-	-	-	-
	Manabí	-	1 546	-	-	-	-	-
	Norte	-	499	-	-	-	-	-
	Quito	28 978	2 245	-	-	-	-	-
	Riobamba	-	489	-	-	-	-	-
	Sta. Elena	-	3 666	-	-	-	-	-
Sucumbios	-	10 956	-	-	-	-	-	
Sur	-	4 327	-	-	-	-	-	
Total Distribuidora		29 192	32 677	-	-	-	-	-
Autoprodutora	Agip	-	1 365	-	-	36 633	-	-
	Consorcio Bloque 7-21	-	15 612	-	278 569	11 019	-	-
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	142 510
	Ecudos	-	-	-	-	-	-	56 738
	Lafarqe	780	1 723	-	-	-	15 085	-
	OCP	-	2 539	-	-	4 132	-	-
	Petroproducción	-	41 910	-	38 150	11 634	-	-
	Repsol YPF	-	73 759	-	51 951	1 468	-	-
San Carlos	-	-	-	-	-	-	-	
Total Autoprodutora		780	136 908	-	368 670	64 886	15 085	199 247
Total		716 071	537 216	100 119	589 051	64 886	51 720	199 247

ANEXO No. 4
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2007 EN
TONELADAS

Tipo	Empresa	Fuel Oil	Diesel 2	Nafta	Gas natural	Crudo	Residuo	Bagazo de Caña	LPG
Generadora	CATEG-G	46 749,85	57 178,32	-	-	-	-	-	-
	Elecaastro	224,05	2 092,88	-	-	-	12 140,83	-	-
	Electroquayas	344 596,07	61 814,63	-	-	-	-	-	-
	Electroquill	-	103 238,68	-	-	-	-	-	-
	Generoca	12 100,86	1 797,25	-	-	-	28 319,21	-	-
	Intervisa	-	42 108,71	11 639,35	-	-	-	-	-
	Machala Power	-	-	-	232 293,58	-	-	-	-
	Termoesmeraldas	196 288,41	211,27	-	-	-	-	-	-
	Termoquayas	118 984,99	-	-	-	-	-	-	-
	Termopichincha	-	13 067,62	-	-	-	26 268,75	-	-
Ulysseas	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Generadora		718 944,23	281 509,37	11 639,35	232 293,58	-	66 728,79	-	-
Distribuidora	Ambato	-	162,60	-	-	-	-	-	-
	Bolivar	-	-	-	-	-	-	-	-
	Centro Sur	-	-	-	-	-	-	-	-
	El Oro	-	1 079,04	-	-	-	-	-	-
	Esmeraldas	-	904,93	-	-	-	-	-	-
	Galápagos	-	6 771,32	-	-	-	-	-	-
	Guayas-Los Ríos	-	262,47	-	-	-	-	-	-
	Manabí	-	1 503,00	-	-	-	-	-	-
	Norte	-	223,33	-	-	-	-	-	-
	Quito	33 002,21	1 027,51	-	-	-	-	-	-
	Riobamba	-	177,16	-	-	-	-	-	-
	Sta. Elena	-	1 243,90	-	-	-	-	-	-
	Sucumbíos	-	16 512,94	-	-	-	-	-	-
Sur	-	3 103,14	-	-	-	-	-	-	
Total Distribuidora		33 002,21	32 971,32	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	Agip	-	542,84	-	-	41 087,31	-	-	-
	Andes Petroleum	-	36 420,68	-	42 465,21	-	15 695,47	-	27 328,08
	Consorcio_B7B21	-	15 150,24	-	984,33	9 888,93	-	-	-
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	229 774,58	-
	Ecudos	-	-	-	-	-	-	67 377,45	-
	Lafarge	-	1 733,79	-	-	-	14 775,30	-	-
	Molinos La Unión	-	54,38	-	-	-	-	-	-
	OCP	-	1 548,03	-	-	3 979,43	-	-	-
	Petroproducción	-	46 759,81	-	41 772,39	8 932,28	-	-	-
	REPSOL YPF	-	75 299,14	-	52 686,06	74 474,83	-	-	-
	San Carlos	-	-	-	-	-	-	-	-
Sipac	-	2 046,35	-	4 684,87	-	-	-	-	
UB15	-	48 478,21	-	34 323,54	31 879,58	-	-	-	
Total Autogeneradora		-	228 033,47	-	176 916,40	170 242,36	30 470,77	297 152,03	27 328,08
Total general		751 946,44	542 514,16	11 639,35	409 209,98	170 242,36	97 199,55	297 152,03	27 328,08

ANEXO No. 5
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2008 EN
TONELADAS

Tipo	Empresa	Fuel Oil	Diesel 2	Nafta	Gas natural	Crudo	Residuo	Bagazo de Caña	LPG
Generadora	CATEG-G	20.714,74	47.559,20	-	-	-	-	-	-
	Elecaustro	-	1.225,19	-	-	-	12.129,32	-	-
	Electroguayas	358.378,16	250,89	-	-	-	-	-	-
	Electroquill	-	64.437,34	-	-	-	-	-	-
	Generoca	-	2.515,31	-	-	-	32.344,84	-	-
	Intervisa Trade	-	15.836,62	23.070,21	-	-	-	-	-
	Machala Power	-	-	-	195.923,25	-	-	-	-
	Termoesmeraldas	144.519,43	192,61	-	-	-	-	-	-
	Termoquayas	102.851,00	-	-	-	-	-	-	-
Termopichincha	-	8.381,95	-	-	-	24.560,24	-	-	
Total Generadora		626.463,33	140.399,12	23.070,21	195.923,25	-	69.034,41	-	-
Distribuidora	Ambato	-	297,75	-	-	-	-	-	-
	Bolívar	-	-	-	-	-	-	-	-
	El Oro	-	978,64	-	-	-	-	-	-
	Galápagos	-	7.236,90	-	-	-	-	-	-
	Guayas-Los Ríos	-	290,08	-	-	-	-	-	-
	Manabí	-	206,31	-	-	-	-	-	-
	Norte	-	343,88	-	-	-	-	-	-
	Quito	26.909,72	3.056,15	-	-	-	-	-	-
	Riobamba	-	95,70	-	-	-	-	-	-
	Sucumbíos	-	4.697,74	-	-	-	-	-	-
Sur	-	2.491,63	-	-	-	-	-	-	
Total Distribuidora		26.909,72	19.694,75	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	Agip	-	1.555,43	-	-	45.732,40	-	-	-
	Andes Petroleum Company	-	51.033,08	-	41.262,23	-	16.103,26	-	17.569,84
	Consorcio Bloque 7-21	-	15.597,00	-	1.051,81	14.210,34	-	-	-
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	66.181,46	-
	Ecudos	-	-	-	-	-	-	54.527,75	-
	Lafarge	-	2.054,18	-	-	-	16.405,53	-	-
	Molinos La Unión	-	-	-	-	-	-	-	-
	OCP	-	1.466,06	-	-	4.320,44	-	-	-
	Petroamazonas	-	47.033,47	-	35.824,88	35.305,19	-	-	-
	Petroproducción	-	48.689,93	-	33.016,09	15.727,10	-	-	-
	REPSOL YPF	-	81.222,96	-	44.941,06	68.724,05	-	-	-
San Carlos	-	-	-	-	-	-	59.074,69	-	
Sipac	-	1.887,51	-	5.891,04	-	-	-	-	
Total Autogeneradora		-	250.539,62	-	161.987,11	184.019,52	32.508,79	179.783,90	17.569,84
Total general		653.373,04	410.633,49	23.070,21	357.910,36	184.019,52	101.543,20	179.783,90	17.569,84

ANEXO No. 6
CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2009 EN
TONELADAS

Tipo	Empresa	Fuel Oil	Diesel 2	Nafta	Gas natural	Residuo	Crudo	Bagazo de Caña	LPG
Generadora	CELEC-Electroguayas	401.397,45	83.141,62	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termoesmeraldas	216.679,71	188,20	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	-	41.155,42	-	-	27.076,07	-	-	-
	Elecaastro	-	1.598,18	-	-	14.154,71	-	-	-
	Electroquil	-	130.043,80	-	-	-	-	-	-
	Generoca	-	2.388,26	-	-	35.454,14	-	-	-
	Intervisa Trade	-	7.142,62	28.935,03	-	-	-	-	-
	Machala Power	-	-	-	232.783,03	-	-	-	-
	Temoguyayas	133.294,93	-	-	-	-	-	-	-
Total Generadora	751.372,09	265.658,10	28.935,03	232.783,03	76.684,92	-	-	-	
Distribuidora	Ambato	-	172,50	-	-	-	-	-	-
	CNEL-Bolívar	-	-	-	-	-	-	-	-
	CNEL-El Oro	-	526,25	-	-	-	-	-	-
	CNEL-Sucumbios	-	4.760,37	-	-	-	7.408,23	-	-
	Eléctrica de Guayaquil	14.341,69	106.912,73	-	-	-	-	-	-
	Galápagos	-	7.828,37	-	-	-	-	-	-
	Norte	-	1.114,54	-	-	-	-	-	-
	Quito	5.401,14	37.054,09	-	-	-	-	-	-
	Riobamba	-	744,47	-	-	-	-	-	-
Sur	-	8.020,57	-	-	-	-	-	-	
Total Distribuidora	19.742,83	167.133,89	-	-	-	7.408,23	-	-	
Autogeneradora	Agip	-	1.371,63	-	-	-	48.156,83	-	-
	Andes Petro	-	55.606,93	-	35.955,32	29.720,51	-	-	15.524,74
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	60.630,44	-
	Ecudos	-	-	-	-	-	-	53.856,62	-
	Lafarge	-	3.478,47	-	-	22.212,29	-	-	-
	Molinos La Unión	-	-	-	-	-	-	-	-
	OCP	-	1.750,20	-	-	-	4.375,18	-	-
	Petroamazonas	-	58.545,81	-	28.930,80	-	61.347,43	-	-
	Petroproducción	-	54.264,41	-	36.421,66	-	6.995,60	-	-
	REPSOL YPF	-	77.894,93	-	64.169,11	-	65.364,13	-	-
	San Carlos	-	-	-	-	-	-	37.683,89	-
SIPEC	-	923,47	-	5.003,89	-	-	-	-	
Total Autogeneradora	-	253.835,86	-	170.480,78	51.932,80	186.239,16	152.170,96	15.524,74	
Total general	771.114,93	686.627,84	28.935,03	403.263,81	128.617,71	193.647,39	152.170,96	15.524,74	
<p>A partir del mes de febrero de 2009, la Regional CNEI-Sucumbios incorpora 2 unidades con consumo de crudo, en la central Jivino.</p> <p>A partir de los meses de mayo y junio de 2009, las Regionales CNEI-Guayas-Los Ríos y CNEI-Manabí ceden sus centrales de generación a la Unidad de Negocio CELEC-Termopichincha.</p> <p>A partir de este año, todas las centrales de generación del Consorcio Bloque 7 y 21, son administradas por Petroamazonas.</p>									

ANEXO No. 7

FORMA PARA CUBRIR LA DEMANDA DE ENERGÍA TANTO PARA EL CASO EN QUE SE MANTENGA LOS PRECIOS SUBSIDIADOS

Impacto en las Fuentes de Generación Eléctrica de Levantar Subsidios a Combustibles

GENERACIÓN PREVISTA PARA CUBRIR LA DEMANDA DE ENERGÍA (GWH)		
	Combustible con subsidio	Combustible sin subsidio
HIDROELÉCTRICA	10,859.5	10,859.5
TERMoeLECTRICA	6,432.8	5,690.6
CON BUNKER	4,700.0	4,613.9
CON DIESEL	686.6	88.7
CON NAFTA	58.2	0.0
CON GAS NATURAL	988.1	988.1
NO CONVENSIONAL	100.9	100.9
INTERCONEXION	820.7	1,563.0
TOTAL	18,213.9	18,214.0

Precios de Combustibles para la Generación Eléctrica

PRECIOS DE COMBUSTIBLES	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio
	(US \$/Galón)		(UsCents/KWh)	
Diesel 2	0.8203	1.93	5.86	13.79
Bunker para empresas privadas	0.6324	1.84	3.95	11.50
Bunker para empresas estatales	0.4896	1.84	3.06	11.50
Nafta	0.6678	2.49	4.77	17.79
Gas Natural (US \$/MPC)	3.7713	3.7713	4.20	4.20
Precio de la Interconexión (US Cents/KWh)			6.27	6.27