“ANÁLISIS DEL ESQUEMA REGULATORIO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO VIGENTE HASTA AGOSTO DEL 2008 Y ESTUDIO DE LOS EFECTOS DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15 SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO”

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

Trabajo de investigación previo a la obtención del Título de:
INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

ANÁLISIS DEL ESQUEMA REGULATORIO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO VIGENTE HASTA AGOSTO DEL 2008 Y ESTUDIO DE LOS EFECTOS DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15 SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO

AUTORES:

CRISTIAN MARCELO NARVÁEZ AVENDAÑO
JOHN PABLO TAMAY CRESPO

DIRECTOR:

ING. PABLO ALEJANDRO MÉNDEZ SANTOS

Cuenca, Julio 2013

Certificación.

En calidad de director del trabajo de tesis **"Análisis del esquema regulatorio de organización del sector eléctrico ecuatoriano vigente hasta agosto del 2008 y estudio de los efectos del Mandato Constituyente No. 15 sobre el mercado eléctrico"**, elaborada por Cristian Marcelo Narváez Avendaño y John Pablo Tamay Crespo, declaro y certifico la aprobación del presente trabajo de tesis basándose en la supervisión y revisión de su contenido.

Cuenca, Julio 2013

ING. PABLO MÉNDEZ SANTOS

Responsabilidad y Autoría.

Los autores del trabajo de tesis titulado **"Análisis del esquema regulatorio de organización del sector eléctrico ecuatoriano vigente hasta agosto del 2008 y estudio de los efectos del Mandato Constituyente No. 15 sobre el mercado eléctrico"** Cristian Marcelo Narváez Avendaño y John Pablo Tamay Crespo, autorizan a la Universidad Politécnica Salesiana la libre difusión de este documento exclusivamente para fines académicos o investigativos por cualquier medio. El análisis de los conceptos y las ideas vertidas en la presente tesis son de total responsabilidad de los autores.

Cuenca, Julio del 2013

JOHN PABLO TAMAY CRESPO

CRISTIAN MARCELO NARVÁEZ

Dedicatoria

A Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto de mi carrera profesional, por su infinita bondad, amor y sabiduría.

A mis queridos padres Cesar Narváez y Carmen Avendaño y a mis hermanos, quienes con su esfuerzo y sacrificio han sabido guiarme por el sendero del bien y la superación.

Con cariño dedico esta tesis a mi esposa Eugenia y a mi hijo Cristian; razones supremas de mi existencia por quienes lucho todos los días por ser mejor.

CRISTIAN MARCELO NARVÁEZ AVENDAÑO

A Dios por haberme permitido llegar a este momento, por estar conmigo y darme la fuerza necesaria para terminar este trabajo de tesis.

A mis padres, Carlos y Esther quienes me brindaron su apoyo incondicional y me permitieron alcanzar mis metas.

A mi adorada Tania por brindarme su apoyo, comprensión, paciencia y sobre todo su gran amor.

A Camilita que es lo más grande que Dios me dio y la razón fundamental para seguir adelante. ¡Te amo mi bebita!

A mis hermanos y hermanas por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.

A todos mis amigos y compañeros que pasaron este largo tiempo apoyándome y por compartir los buenos y malos momentos.

JOHN PABLO TAMAY CRESPO

Agradecimiento

Quiero agradecer a mis padres, Cesar y Carmen, que me apoyaron permanentemente en el desarrollo de mi vida. Sin su apoyo hubiese sido una tarea mucho más complicada.

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

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

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

CRISTIAN MARCELO NARVÁEZ AVENDAÑO

Antes que nada, quiero dar gracias a mi Dios, por iluminar mi mente, por haber puesto en mi camino a las personas que han sido mi apoyo y ejemplo durante el periodo de estudio.

A mi asesor de tesis Ing. Pablo Méndez por sus constantes aportes para la finalización de este trabajo de tesis.

A todos mis compañeros que de una u otra forma, colaboraron o participaron en la realización de este trabajo. ¡Gracias Freddy! ¡Gracias Diego (QDDG)!

Y gracias a todos aquellos familiares y amigos que no mencione al momento de escribir esto. Ustedes saben quiénes son.

JOHN PABLO TAMAY CRESPO.

Índice general

1. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL ECUADOR 2
1.1. INTRODUCCIÓN 2
1.2. INICIOS 2
1.2.1. PRIMERA PLANTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2
1.2.2. PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CUENCA 3
1.2.3. CONTRATO DE 60 AÑOS PARA EL SERVICIO ELÉCTRICO DE GUAYAQUIL 3
1.2.4. MUNICIPIOS ADMINISTRAN EL SERVICIO ELÉCTRICO 4
1.3. LEY BÁSICA DE ELECTRIFICACIÓN (LBE) 4
1.4. EL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN (INECEL) 5
1.4.1. EXTINCIÓN DEL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN (INECEL) 7
1.5. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO (LRSE) 8
1.5.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO SEGÚN LA LRSE 9
1.5.1.1. Fondo de Solidaridad 9
1.5.1.2. Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) . 9
1.5.1.3. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) 10
1.5.1.4. Empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización 10
1.5.2. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) 10
1.5.2.1. Mercado Ocasional 10
1.5.2.2. Contratos a Plazo 11
1.5.2.3. Modalidades de Contratos a Plazo 11
1.5.2.4. Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista 15
1.5.2.5. Actividades Transaccionales Entre los Agentes del MEM 18
1.5.2.6. Transacciones de Energía Realizadas en el MEM 19
1.5.3. MECANISMOS REGULATORIOS 20
1.5.4. TARIFACIÓN ELÉCTRICA 23
1.5.4.1. Estructura Tarifaria 23
1.5.4.2. Subsidios 25
1.6. EVALUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 26
1.6.1. FALTA DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN 27

1.6.2. DEPENDENCIA DE COMBUSTIBLES FÓSILES PARA LA GENERACIÓN 27
1.6.3. VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA COMO PRODUCTO 28
1.6.4. ALTOS ÍNDICES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN . 29
1.6.5. BAJOS ÍNDICES DE RECAUDACIÓN POR PARTE LAS DISTRIBUIDORAS 30
1.6.6. INSUFICIENCIA TARIFARIA 31

2. LA NUEVA ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO A PARTIR DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15 33
2.1. INTRODUCCIÓN 33
2.2. MODIFICACIONES AL MARCO LEGAL Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 33
2.2.1. REFORMAS A LA LEY DEL RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 34
2.2.2. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR 2008 34
2.2.2.1. Articulo 313 y 314 35
2.2.2.2. Articulo 315 35
2.2.2.3. Articulo 316 35
2.2.2.4. Articulo 317 y 318 35
2.2.3. MANDATO CONSTITUYENTE No. 15 35
2.2.4. REGULACIONES PARA IMPLEMENTAR EL MANDATO CONSTITUYENTE N°15 36
2.2.4.1. Regulación No. CONELEC 006/08 (Aplicación del Mandato Constituyente No. 15) 36
2.2.4.2. Regulación No. CONELEC 013/08 (Regulación Complementaria No. 1 Para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15) 38
2.2.4.3. Regulación No. CONELEC 004/09 (Regulación Complementaria No. 2 Para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15) 40
2.3. POLÍTICA ENERGÉTICA Y FUSIONES DE EMPRESAS 42
2.3.1. POLÍTICAS GUBERNAMENTALES REFERENTES AL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 42
2.3.2. EL MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE (MEER) 43
2.3.3. FUSIONES EMPRESARIALES DEL SECTOR ELÉCTRICO 43
2.3.3.1. Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) . 43
2.3.3.2. Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) 45
2.4. SITUACIÓN ACTUAL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 47
2.4.1. GENERACIÓN 47
2.4.2. TRANSMISIÓN 48
2.4.3. DISTRIBUCIÓN 50

2.4.4. LA TARIFA ELÉCTRICA 51

3. PROPUESTA DE UN MODELO DE ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN PARA EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 53

3.1. INTRODUCCIÓN 53
3.2. MODELOS PARA LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 53
3.2.1. MODELO 1: MONOPOLIO VERTICALMENTE INTEGRADO 53
3.2.2. MODELO 2: COMPRADOR ÚNICO 54
3.2.3. MODELO 3: COMPETENCIA MAYORISTA 54
3.2.4. MODELO 4: COMPETENCIA MINORISTA 55
3.3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES 57
3.3.1. SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO 57
3.3.1.1. Entidades del Sector Eléctrico Colombiano . . . 57
3.3.1.2. Estructura del Mercado Eléctrico 58
3.3.1.3. Capacidad Instalada 59
3.3.1.4. Transmisión 59
3.3.1.5. Distribución 60
3.3.1.6. Comercialización 60
3.3.2. SECTOR ELÉCTRICO PERUANO 60
3.3.2.1. Entidades del Sector Eléctrico Peruano 61
3.3.2.2. Estructura del Mercado Eléctrico 61
3.3.2.3. Capacidad Instalada 62
3.3.2.4. Transmisión 63
3.3.2.5. Distribución y Comercialización 64
3.3.3. SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO 64
3.3.3.1. Entidades del Sector Eléctrico Mexicano 64
3.3.3.2. Estructura del Mercado Eléctrico. 65
3.3.3.3. Capacidad Instalada 65
3.3.3.4. Trasmisión y Distribución 66
3.3.3.5. Tarifas 66
3.4. BORRADOR DE LA NUEVA LEY DE ENERGÍA "LEY ORGÁNICA DE ENERGÍA (LOE)" 67
3.4.1. ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 67
3.4.1.1. Ministerio Sectorial (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) 67
3.4.1.2. Agencia de Regulación y Control de Energía (ARCENER) 67
3.4.1.3. Centro Nacional de Operación de Energía (CENER) 68
3.4.1.4. Instituto de Investigación y Capacitación de Energía (ICEN) 68
3.4.1.5. Empresas Públicas, Mixtas y Privadas 68
3.4.2. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO 68
3.4.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO . . 69
3.4.3.1. Contratos Regulados a Plazo 69
3.4.3.2. Contratos de Corto Plazo 69

3.5. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS SECTORES ELÉCTRICOS TRATADOS EN LOS LITERALES 3.3 Y 3.4 70
3.6. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA CADENA PRODUCTIVA DE ELECTRICIDAD EN EL ECUADOR 72
3.6.1. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA GENERACIÓN 72
3.6.1.1. Operación y Despacho de las Unidades de Generación 72
3.6.1.2. Inversión en la Generación 73
3.6.1.3. Remuneración y Transacciones Realizadas por las Generadoras 74
3.6.2. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA TRANSMISIÓN 76
3.6.2.1. Remuneración de la Transmisión 76
3.6.2.2. Costos de Expansión 77
3.6.3. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA DISTRIBUCIÓN 78
3.6.3.1. Remuneración de la Distribución 78
3.6.3.2. Tarifas de Venta de Energía al Usuario Final . . 79
3.6.3.3. Pérdidas de Energía y Recaudación 81
3.6.3.4. Subsidios 82
3.6.3.5. Costo de la Expansión 83
3.6.3.6. Sistemas de Medición 83
3.7. PROPUESTA PARA UN MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 85
3.7.1. MODELO DE COMPRADOR ÚNICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 86
3.7.1.1. Estructura del Sector Eléctrico 86
3.7.1.2. Transacciones Realizadas en el Mercado Eléctrico 91
3.7.1.3. Características de las Contrataciones 92
3.7.1.4. Políticas Planteadas con la Implementación del Comprador Único 93
3.8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 94
3.8.1. CONCLUSIONES 94
3.8.2. RECOMENDACIONES 97

A. PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 100
A.1. DE CAPITAL PÚBLICO: 103
A.2. DE CAPITAL PRIVADO: 104

B. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN 106

C. DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LOS CARGOS TARIFARIOS 107

D. CARGOS TARIFARIOS EXPEDIDOS POR EL CONELEC PARA EL PERIODO ENERO- DICIEMBRE 2012 110

E. LISTADO DE PROYECTOS RECOMENDADOS PARA EJECUCIÓN EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 113

Índice de figuras

1.1. Trasporte de la primera turbina de generación eléctrica que llego a Cuenca.[1] . . . 3
1.2. Estructura y actividades del INECEL. . . . 6
1.3. Contrato "Pague lo Contratado".[2] . . . 12
1.4. Transacciones de comerciales de energía, modalidad "Pague lo Contratado". [2] . . . 12
1.5. Contrato "Pague lo Demandado".[2] . . . 13
1.6. Transacciones de comerciales de energía, modalidad "Pague lo Demandado".[2] . . . 14
1.7. Contrato "Pague lo Producido Con Tope".[2] . . . 14
1.8. Transacciones de comerciales de energía, modalidad "Pague lo Producido Con Tope"..[2] . . . 15
1.9. Energía producida e importada (año 2008), GWh. . . . 16
1.10. Actividades entre agentes del MEM. . . . 19
1.11. Transacciones de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). 20
1.12. Potencia instalada por tipo de Central. . . . 27
1.13. Consumo de combustibles. . . . 28
1.14. Precios de la energía en el MEM. . . . 28
1.15. Pérdidas de energía en los sistemas de distribución en el periodo 1999-2008. . . . 29
1.16. Porcentaje de pérdidas totales en los sistemas de distribución en el año 2008. . . . 30
1.17. Evolución de la tarifa abril 1999 – diciembre 2007. . . . 31

3.1. Modelo 1: Monopolio Verticalmente Integrado.[3] . . . 54
3.2. Modelo 2: Comprador Único.[3] . . . 55
3.3. Modelo 3: Competencia Mayorista[3] . . . 56
3.4. Modelo 4: Competencia Minorista – Comercializadores.[3] . . . 56
3.5. Estructura del mercado eléctrico colombiano.[4] . . . 58
3.6. Estructura del mercado eléctrico.[5] . . . 62
3.7. Distribución de la potencia generada según el tipo de recurso energético. . . . 63
3.8. Estructura del mercado eléctrico (Modelo: Comprador Único). . . 65
3.9. Estructura institucional. . . . 68
3.10. Tipos de contratos realizados en el mercado eléctrico. . . . 70
3.11. Despacho de generación del día 9 de mayo de 2012. . . . 73
3.12. Despacho de generación del día 19 de diciembre de 2012 . . . 73
3.13. Precios medios mensuales totales (ctvs USD/kWh). . . . 76
3.14. Evolución de las pérdidas de energía a nivel nacional. . . . 82
3.15. Evolución de la facturación y recaudación a nivel nacional. . . . 82

3.16. Configuración del sistema prepago. 85
3.17. Capacidad instalada año 2012. 87
3.18. Producción neta de anergia año 2012. 87
3.19. Capacidad instalada año 2021. 88
3.20. Esquema de organización del sector eléctrico. 90
3.21. Ambientes de contratación para mercado eléctrico. 92
3.22. Diagrama temporal de licitaciones.[6] 93

B.1. Sistema Nacional de Transmisión 106

C.1. Cargos tarifarios únicos en baja tensión con demanda horaria. . . 107
C.2. Cargos tarifarios únicos en media tensión con demanda horaria. . 108
C.3. Cargos tarifarios únicos en media tensión con demanda horaria diferenciada para industriales. 108
C.4. Cargos tarifarios únicos en alta tensión con demanda horaria. . . 109
C.5. Cargos tarifarios únicos en alta tensión con demanda horaria diferenciada para industriales. 109

Índice de tablas

1.1. Inicios del proceso de electrificación en el Ecuador. 4
1.2. Proyectos de generación puestos en funcionamiento por el INECEL.[7] 6
1.3. Evolución de las pérdidas económicas del INECEL.[7] 7
1.4. Áreas de concesión. 18
1.5. Regulaciones creadas previo al Mandato Constituyente No. 15.[8] . 22
1.6. Tarifa nacional promedio. 25
1.7. Valores facturados y recaudados por parte de las distribuidoras en el año 2008. 31

2.1. Índices de gestión año 2009-2012. 45
2.2. Capacidad instalada CELEC EP.[9] 46
2.3. Potencia por tipo de energía y tipo de central (diciembre 2012)..[10] 48
2.4. Proyectos para la expansión de la trasmisión. 49
2.5. Energía facturada a clientes finales en el sistema de distribución. . 50
2.6. Tarifa nacional promedio (ctvs USD /kWh). 52

3.1. Variables del mercado eléctrico colombiano.[11] 59
3.2. Capacidad efectiva neta del SIN (diciembre 2011).[11] 59
3.3. Líneas de transmisión del SIN (diciembre 2011).[11] 60
3.4. Líneas de transmisión del SIN (diciembre 2011).[11] 60
3.5. Transacciones de energía 62
3.6. Potencia nacional instalada. 63
3.7. Longitud de las líneas de transmisión del SEIN (km). 64
3.8. Capacidad instalada por tipo de generación. 66
3.9. Proyectos que iniciaron su operación en el año 2012. 74
3.10. Tipos de contrato suscrito por las distribuidoras 75
3.11. Liquidación de contratos regulados en millones de dólares. 75
3.12. Presupuesto general. 78
3.13. Costos del servicio eléctrico 79
3.14. Cargos tarifarios (0 a 500 kWh-mes). 80
3.15. Cargos tarifarios (0 a 3500 kWh-mes). 80
3.16. Inversiones en distribución periodo 2012-2021. 84

Introducción

En décadas pasadas, el fenómeno de la globalización y la integración regional de los países, hicieron ver que la estructura tradicional del sector eléctrico no era la más adecuada, por este motivo, varios países decidieron entrar en procesos de desregulación de actividades de la industria eléctrica, pasando de modelos de monopolio a modelos de competencia.

En este sentido, en la década de 1980 y 1990, varios países de América Latina efectuaron cambios profundos en su marco institucional, organizacional y regulador. Chile fue el país pionero en la implementación de la reforma del sector eléctrico, en lo posterior Argentina, Perú y Bolivia.

En el caso de Ecuador, esta reforma dio inicio en el año de 1996 con la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la cual sustituyo a la Ley Básica de Electrificación (LBE) de 1961, debido al deterioro del modelo de monopolio estatal a consecuencia de la falta de inversión, politización de las tarifas y elevado endeudamiento de las empresas eléctricas con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). La LRSE introdujo un modelo de competencia mayorista, para lo cual se segmento la cadena productiva de electricidad, además se delegó al sector privado la provisión del servicio eléctrico y se crearon entidades para la regulación y control del sector eléctrico. La aplicación de este modelo, que estuvo en vigencia hasta el año 2008, no dio los resultados esperados en cuanto a las inversiones en generación y no brindó señales económicas para mejorar la gestión de la distribución.

Bajo estos antecedentes se realizará un "Análisis del esquema regulatorio de organización del sector eléctrico ecuatoriano ", que presentará un diagnóstico del funcionamiento del modelo propuesto en la LRSE.

Con la emisión del Mandato Constituyente No. 15, se establecieron nuevos parámetros de funcionamiento del sector eléctrico actual, dejando atrás el modelo de competencia mayorista, embarcándonos en un modelo transitorio que hasta el momento no se ha definido. Por ello se realizará un " Estudio de los efectos del Mandato Constituyente No. 15 sobre el mercado eléctrico ".

Finalmente se efectúa un análisis de las características operativas y económicas de la cadena productiva de electricidad en el Ecuador con el objetivo de identificar los pros y contras del modelo transitorio en el que nos encontramos y en base a esto proponer un nuevo modelo para el mercado eléctrico ecuatoriano.

Nomenclatura

CELEC EP: Corporación Eléctrica del Ecuador

CNEL: Corporación Nacional de Electricidad

CATEG: Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad

ctvs USD/kWh: Centavos de dólar por kilo vatio hora

FS: Fondo de Solidaridad

GWh: Giga vatio hora

INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electrificación

KV: Kilo voltio

kWh/mes: Kilo vatio hora por mes

kWh: Kilo vatio hora

LBE: Ley Básica de Electrificación

LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MVA: Mega voltamperio

MWh: Mega vatio hora

SNI: Sistema Nacional Interconectado

SNT: Sistema Nacional de Transmisión

USD/abonado-mes: Dólares por abonado en un mes

Capítulo 1

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL ECUADOR

1.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza una reseña del proceso de electrificación en el Ecuador, se describen los principales motivantes para la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) y su posterior desintegración. Se analiza el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, propuesto en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), asimismo se evalúan los aspectos que provocaron un mal funcionamiento del mercado eléctrico, previo a la emisión del Mandato Constituyente No 15.

1.2. INICIOS

1.2.1. PRIMERA PLANTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la ciudad de Loja el 23 de Abril de 1897 se crea la Sociedad Sur Eléctrica (SSE), la cual estuvo a cargo del Dr. Ramón Eguiguren como gerente y mientras que como "ingeniero" actúa Alberto Rhor, en esta sociedad se plantearon dos objetivos principales:

1. Instalar una central eléctrica para el servicio público y privado de energía eléctrica.

2. Instalar una fábrica de aserrar y labrar madera.

La primera planta de energía eléctrica fue construida en Europa bajo la supervisión del Sr. Alberto Rhor, la construcción de esta máquina duro más de un año, una vez construida, llegó por mar a Paita en Perú, desde este lugar fue trasladada hasta la ciudad de Loja a lomo de mula, para lo que debió ser desarmada.

Llegada la maquinaria a Loja se procedió a su instalación, bajo la dirección del Sr. Rhor, una vez instalada la central, su inauguración oficial se llevó a efecto el primero de abril de 1899. De esta manera la ciudad de Loja fue la primera en tener luz eléctrica en el Ecuador, y probablemente la tercera ciudad de Sudamérica, luego de Lima y Buenos Aires.

1.2.2. PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CUENCA

El 14 de agosto de 1914 inició la operación del primer generador en la ciudad de Cuenca, una planta de 37,5 kW importada de los Estados Unidos por Roberto Crespo Toral y llegó a Cuenca arrastrada por bueyes. Fue una hazaña que marcó uno de los hitos históricos en el desarrollo de la ciudad en el siglo XX.

Figura 1.1: Trasporte de la primera turbina de generación eléctrica que llego a Cuenca.[1]

En el año de 1916 la Ilustre Municipalidad creó el Departamento de Luz, para asumir responsabilidades en el sector eléctrico, para lo cual se gestionó un crédito de 200 mil sucres del Banco del Azuay. Así se montó la planta de Yanuncay, de 75 kW, que operó hasta 1989.

En el año de 1922 se amplió la generación eléctrica, cuando la empresa Crespo Toral puso en funcionamiento una nueva planta de 102 kW con una turbina Morgan montada en el sector de Monay. No obstante, las disponibilidades eléctricas, eran insuficientes, debido al crecimiento urbanístico de la ciudad, como su naciente industria, por estos motivos se crea la Empresa Eléctrica Miraflores.

1.2.3. CONTRATO DE 60 AÑOS PARA EL SERVICIO ELÉCTRICO DE GUAYAQUIL

Al ser uno de los primeros polos de producción nacional y con una gran población, Guayaquil, inicia el desarrollo de su red de distribución eléctrica el 29 de Octubre de 1925, fecha en que la Municipalidad de Guayaquil y la compañía norteamericana con sede en el Estado de Maine, Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (Emelec Inc.), firmaron un contrato principal y otro complementario para la concesión por 60 años del suministro de servicio eléctrico para la ciudad. Mediante este contrato, Emelec Inc., instaló todos los equipos y redes necesarias para el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil, y se encargó de su mantenimiento y comercialización durante más de medio siglo.

En Octubre de 1982, el ministro de Recursos Naturales de ese entonces, Ing. Gustavo Galindo notificó a Emelec Inc., la voluntad del Gobierno de dar por terminado el contrato de concesión que fenecía el 29 de Octubre de 1985. Este evento marcó el comienzo de una serie de disputas y controversias, especialmente en el área de contratos colectivos, que afectan aún hoy a la Eléctrica de Guayaquil (nombre actual de Emelec Inc.).

1.2.4. MUNICIPIOS ADMINISTRAN EL SERVICIO ELÉCTRICO

Varias empresas de consejos municipales fueron creadas entre los años 1930 y 1940, a más de los servicios básicos que prestaban estas empresas, también suministraban el servicio eléctrico de cada localidad o ciudad, durante estos periodos los consejos municipales se encargaban de la construcción de pequeñas centrales, el tendido de redes eléctricas y su mantenimiento. En la Tabla 1.1 se puede apreciar un resumen del desarrollo energético de nuestro país.

FECHA	LUGAR	PROYECTOS
1897	Loja	Primera planta de generación eléctrica, Sociedad Sur Eléctrica (SSE). Contaba con dos turbinas de 12 kW instaladas en el río Malacatos.
1911	Quito	Alumbrado público.
1914	Cuenca	Se instaló una planta de generación de energía eléctrica de 37.5 kW.
1922	Cuenca	Ampliación de la generación a 102 kW.
1925	Guayaquil	Contrato por 60 años con la firma Foreign Power Co. encargándose del suministro de electricidad.
1940	Ecuador	Las municipalidades se hacen cargo o son responsables del servicio eléctrico.

Tabla 1.1: Inicios del proceso de electrificación en el Ecuador.

1.3. LEY BÁSICA DE ELECTRIFICACIÓN (LBE)

Desde 1940 los encargados y responsables de prestar el servicio eléctrico eran los municipios, con el pasar de los años estos carecían o presentaban limitaciones económicas, y solo podían implementar sistemas eléctricos a nivel local, siendo en su mayoría de los casos insuficientes, esto provoco que los sistemas operen de forma aislada y con características propias de como niveles de voltaje y frecuencia, estas circunstancias incidieron en un bajo progreso del sector industrial y económico del país.

El sistema eléctrico ecuatoriano llego a un punto, en que los métodos utilizados para realizar las obras de electrificación no eran los necesarios para resolver los problemas que se presentaron, y aún peor, para afrontar las necesidades futuras. Por tal motivo el Presidente de la República de esa época, Doctor José María Velasco Ibarra, dictó el Decreto Ley de Emergencia No. 24, el 23 de mayo de 1961, en el cual se promulgo la Ley Básica de Electrificación (LBE), publicada el 31 de mayo de ese mismo año en el Registro Oficial No. 227.

La LBE fue expedida con base al grave déficit de combustibles y energía eléctrica que por esa época atravesaba el Ecuador, y que impedían su adecuado desarrollo económico. Esto provocó que el Estado estructure una estrategia que permita aprovechar coordinada y racionalmente sus recursos naturales (primordialmente el recurso hídrico) para la producción de energía eléctrica.

1.4. EL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN (INECEL)

En el siglo XVIII las primeras fuentes de iluminación que estuvieron al alcance de los habitantes del Ecuador, fueron las espermas de parafina, velas de cebo y faroles, etc. A finales del siglo XVIII e inicio del XIX se construyeron las primeras plantas de generación hidroeléctrica, comenzando así el proceso de electrificación, pero esto solo sucedió a nivel de algunos municipios y por incentivo de sus habitantes.

A partir del año 1948 el Ecuador sufrió un cambio económico positivo, provocado por el nuevo modelo agroexportador, en base a la producción de banano, el cual aprovechó la oportunidad creada por la crisis climática ocurrida en Centroamérica, esto ubicó al Ecuador en una mejor posición en los mercador internacionales. A pesar de este crecimiento económico, el país carecía de servicio eléctrico, a principios de la década del 60, el Ecuador alcanzo una población de 4.564.080 millones de habitantes[1] de la cual solo el 17 % contaba con servicio eléctrico[2] , debido a la falta de inversión en este sector, el sistema eléctrico que cada municipalidad implementó o trato de implementar fue insuficiente, obsoleto y aislado.

El INECEL inició sus funciones el 23 de mayo de 1961, como una empresa privada con fines sociales y públicos, siendo el responsable de todas las actividades realizadas en el sector eléctrico. Durante sus primeros años de gestión, se encargó de realizar un estudio de los recursos hidrológicos y posteriormente realizo un censo eléctrico a nivel del país. En el año de 1966 se elabora el primer Plan de Electrificación, el cual tiene como objetivos, la integración de los sistemas regionales, la construcción de un Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la elaboración de un plan para la electrificación rural. En la década del 70, la economía ecuatoriana fue claramente favorecida, gracias a la explotación y exportación petrolera, el precio del barril de petróleo pasó de 2,5 dólares en 1972 a 35,26 dólares en 1980[3] , lo que le dio al país un fuerte ingreso de capital.

En el año de 1973, a la Ley Básica de Electrificación se le aplicaron reformas, en donde el INECEL pasó a ser una empresa pública que contaba con el 47 % de las regalías por la exportación de crudo[4] , estas alcanzan la cifra de 120 millones de dólares anuales, dando comienzo a un proceso intensivo de electrificación en el país, en este año entran en funcionamiento diversas centrales de generación térmica, con sus respectivos proyectos de transmisión y distribución, iniciando la conformación del SNI[5], además de lo anterior se inició la construcción de proyectos de subtransmisión que fueron orientados a las áreas rurales. Desde el año 73 hasta el año 83, el Instituto puso en operación varias centrales de generación para poder cubrir la demanda producida por las altas tasas de crecimiento poblacional[6]

[1] Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), Resultados del Censo 2010 de Población y Vivienda

[2] Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE), Historia (Reseña Histórica EMELNORTE), 25 de Septiembre de 2009, http://www.emelnorte.com.

[3] Banco Central del Ecuador (BCE), Las impredecibles variaciones en el precio del petróleo, Quito- Ecuador, www.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/ComunicacionMedios/Actividades/Comunicacion0104072012.pdf.

[4] s/a. Inecel umbral de su fin, 23 de junio de 1998, www.explored.com.ec/noticias-ecuador/inecel-al-umbral-de-su-fin-95845.html.

[5] Es el sistema que componen los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, permitiendo la producción y transferencia de energía eléctrica entre los distintos centros de generación y consumo, con el objetivo de proveer electricidad siendo este un servicio público.

[6] El Ecuador en el año 1962 contaba con una población de 4.564.080 de habitantes, al llegar 1982 alcanzó una población de 8.138.974 de habitantes, teniendo un incremento del 178 %.

incentivado por desarrollo económico del país. En la Tabla 1.2 se presentan las centrales de generación puestas en marcha por INECEL.

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA	LUGAR DE UBICACIÓN	AÑO DE INICIO DE FUNCIONAMIENTO
Central de gas	26 MW	Guayaquil	1976
Central de diésel	31,2 MW	Quito	1977
Central de vapor	73 MW	Guayaquil	1978
Central de vapor	73 MW	Guayaquil	1980
Central de gas	51 MW	Quito	1981
Central de Vapor	130 MW	Esmeraldas	1982
Central Hidráulica	69,2 MW	Pisayambo	1977
Central Hidráulica	500 MW	Molino(Paute)	1983

Tabla 1.2: Proyectos de generación puestos en funcionamiento por el INECEL.[7]

Posteriormente entra en operación la central hidroeléctrica Agoyán ubicada en el rio Pastaza con una capacidad de 156 MW, también se culminan la ejecución de las líneas de transmisión dirigidas hacia Loja y El Oro y se da comienzo a la construcción de la Fase C del proyecto Paute con una capacidad de 500 MW.

Las centrales de generación descritas cuentan con varios proyectos para la transmisión eléctrica lo que permite la integración entre las regiones y ciudades dando inicio a la comercialización de energía eléctrica a nivel de todo el Ecuador estructurando de mejor formar al sector eléctrico, en donde el INECEL es el ente encargado de la financiación, planificación, ejecución y operación del SNI, mientras que las empresas eléctricas regionales funcionan como distribuidoras y comercializadoras que prestan el servicio a los consumidores finales. En la Figura 1.2 se aprecia el sistema de organización del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

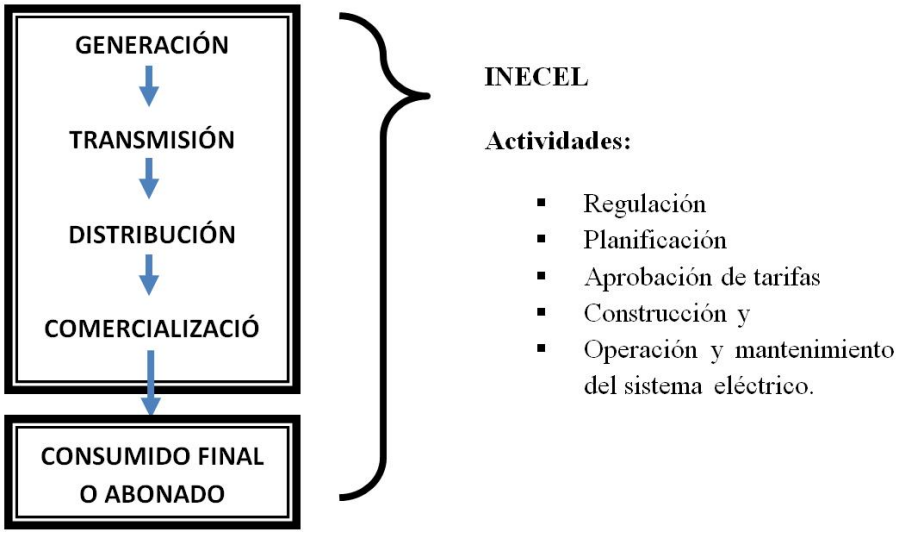


Figura 1.2: Estructura y actividades del INECEL.

Por las circunstancias antes descritas, el INECEL se constituyó en el único monopolio nacional de energía eléctrica, el cual poseía la mayoría de las acciones de

las empresas de generación, transmisión y distribución, el sistema de organización es verticalmente integrado, en este modelo no existe competencia y el consumidor final o abonado no tiene capacidad de elección. Hasta 1990 el Instituto dispone de 1.717 MW de potencia instalada de la cual 897 MW corresponde a generación hidráulica y 808 MW a generación térmica, el Sistema Nacional Interconectado consta de 667 km de líneas de 230 kV, 1.170 km de líneas de 138 kV y 27 subestaciones de transformación, el sistema de 230 kV forma el anillo principal y el sistema de 138 kV alimenta las distintas regiones y provincias, la distribución y la comercialización son realizadas por 20 empresas eléctricas regionales.

1.4.1. EXTINCIÓN DEL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN (INECEL)

La década del 80 estuvo marcado por la crisis social, política y económica, en el año 81 con la guerra de Paquisha, el fallecimiento del Presidente Jaime Roldos Aguilera en un accidente de aviación y el paulatino desplome del precio del petróleo causado por el incremento en la producción a nivel mundial y las nuevas políticas de racionalización de los grandes consumidores, el costo descendió de 35,17 dólares en 1980 a 12,78 dólares en 1986[7], causando que el gobierno en turno precedido por el Presidente León Febres Cordero aplicara políticas de ajuste económico, eliminando las regalías del petróleo brindadas al INECEL, sin recursos se hace evidente el mal manejo financiero, iniciando con el bajo nivel de recaudación por la venta de energía por parte del Instituto hacia las empresas eléctricas regionales, estas empresas a su vez habían acumulado pérdidas por la aplicación de tarifas que no cubrían los costos de producción, en la siguiente tabla se muestran los valores adeudados y las pérdidas del INECEL en diferentes años.

	VALORES EN MILLONES DE SUCRES	AÑO
Deuda de las empresas eléctricas regionales con el INECEL.	2.556,8	1983
	5.393,2	1985
	14.181,6	1987
	15.683	1989
Evolución de las pérdidas económicas de las empresas eléctricas regionales.	1.448,8	1984
	6.055,3	1986
	9.962,4	1988
	23.694,1	1990

Tabla 1.3: Evolución de las pérdidas económicas del INECEL.[7]

El deterioro y falencia del sistema estructural llevaron al Instituto a una inminente quiebra que se hizo presente en la década del 90 originando los continuos racionamientos de energía eléctrica entre los años 92 y 97 provocados por:

- Empleo de tarifas que no justificaban el valor del servicio eléctrico.

[7] Banco Central del Ecuador (BCE), Op. Cit.

- Se desconocía la evolución de las tarifas.
- Escases en las inversiones en generación.
- La variación del clima en las vertientes del río Paute.

El final del Instituto Ecuatoriano de Electrificación fue claro, el sistema monopólico no logro auto sustentarse ni desarrollarse en el largo plazo por lo que el Ministerio de Energía y Minas fue el encargado del proceso de cierre técnico y económico del INECEL mediante el decreto ejecutivo No. 7783, el 14 de abril de 1999, culminando así todas sus actividades.

1.5. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO (LRSE)

En las décadas del 70, 80 y 90, en América Latina se realizaron reformas estructurales incentivando la privatización de las empresas públicas, la desregulación de ciertos sectores y la reestructuración o liberación de los mercados, buscando mejorar la eficiencia en los servicios públicos, entre estos el servicio eléctrico. Chile fue uno de los pioneros en emprender una reforma en el sector eléctrico, iniciando en 1978. En este año se realizó la reestructuración en su industria, a través de la separación vertical de las empresas que conformaban el sector para garantizar una mayor eficiencia. Se crearon nuevas empresas privadas y se implantó nuevas reglas para el buen funcionamiento con la supervisión de un organismo regulador, además se implementó la competencia en los mercados eléctricos, al permitir que sus usuarios pudiesen escoger a su proveedor y negociar los precios. Luego se fijaron mecanismos para determinar el despacho de cada uno de los generadores y el precio de la energía al mayoreo, con lo cual se inició la competencia en generación.

Con el objetivo de minimizar el grado de participación estatal, buscando promover un sistema eléctrico más eficiente y tras las experiencias vividas en Chile y Argentina en la liberación de los mercados eléctricos, el Ecuador, luego de un largo periodo de discusión y controversias, entre los diferentes actores sociales, gremiales, políticos y económicos, opta por tomar este camino y procede a reestructurar el sector eléctrico a través de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la cual fue expedida el mes de octubre de 1996, imponiéndose el modelo de libre mercado para el sector eléctrico ecuatoriano. Los principales objetivos de esta Ley son:

- Modernizar el sector eléctrico ecuatoriano.
- Mejorar la calidad de los servicios.
- Lograr la participación privada, dirigido a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica del país.

En la LRSE se crea un modelo de mercado fundamentado en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), las instalaciones tanto de generación como transmisión que pertenecía al Estado, pasaron a formar parte de nuevas empresas constituidas como sociedades anónimas, encomendando al Fondo de Solidaridad (FS) un nuevo organismo, la posesión de sus acciones. El FS fue creado para conducir los beneficios de la privatización en obras para el sector social.

1.5.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO SEGÚN LA LRSE

El nuevo modelo del sector eléctrico estuvo basado en la división de las actividades de generación, transmisión y distribución, permitiendo la libre competencia en la generación eléctrica, planteando de esta forma la nueva estructura del sector eléctrico, el cual se halla integrado de las siguientes entidades:

- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- Empresas de Generación.
- Empresa de Transmisión.
- Empresas de Distribución y Comercialización.

A estas instituciones debemos agregarle el Fondo de Solidaridad, jurídicamente no constituye una entidad del sector pero su condición de accionista mayoritario en las empresas de generación y distribución, han hecho que sus decisiones tengan gran incidencia en la aplicación de políticas del sector.

1.5.1.1. Fondo de Solidaridad

El Fondo de Solidaridad fue un ente público del Ecuador. Recibió utilidades de las compañías telefónicas y eléctricas de capital público y las invirtió en obras para sectores económicamente deprimidos, así como en pagar pensiones jubilares. Entre las compañías en las que tuvo acciones se tienen las siguientes:

- Andinatel, Pacifictel
- Hidropaute, Transelectric, Hidroagoyán, Termopichincha, Termoesmeraldas, Hidronación, Empresa Eléctrica Quito, Empresa Eléctrica Cotopaxi, Empresa Eléctrica Manabí, Empresa Eléctrica Ambato, Empresa Eléctrica Centro-Sur.

En la constitución de 1998 se propuso la creación de un fondo de los recursos provenientes de la privatización de las empresas eléctricas y telefónicas, de ahí que en los activos del Fondo de Solidaridad consten los activos de las empresas eléctricas y telefónicas que no han sido privatizadas. En la nueva constitución de 2008, se elimina el Fondo de Solidaridad y se mantiene la propiedad pública sobre los considerados sectores estratégicos de la economía, entre ellos el servicio eléctrico y las telecomunicaciones.

Los activos totales de la banca pública de desarrollo, son básicamente menores que aquellos del sector privado por lo que cumplen una función subsidiaria y complementaria a las decisiones de arbitraje realizadas desde la banca privada, el Fondo de Solidaridad se eliminó en enero de 2010 y hasta el momento no existe un marco jurídico que armonice y permita la coordinación de la banca pública de desarrollo de una manera coherente y estructurada.

1.5.1.2. Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

Se crea como una entidad jurídica de derecho público con autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con el objetivo de regular y supervisar

el sector eléctrico a través de la aprobación de pliegos tarifarios, la elaboración del plan maestro de electrificación, además establece normativas y concesiones a las empresas privadas de las actividades de generación, trasmisión, distribución y comercialización.

1.5.1.3. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Se crea como una corporación de civil de derecho público, con carácter técnico y sin fines de lucro, cuyos miembros son las empresas que conforman el sector eléctrico. Su función es la de coordinar la operación del Sistema Nacional Interconectado y la administración de las transacciones financieras y técnicas del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.5.1.4. Empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización

La actividad de generación eléctrica es un proceso productivo de libre competencia realizada por personas jurídicas facultadas por el CONELEC, a través de concesiones, permisos o licencias, acorde a lo establecido en las leyes y reglamentos.

La transmisión de energía eléctrica es un servicio público desarrollado a nivel nacional por la empresa única de transmisión, desde el punto de entrega (generador o autoproductor), hasta el punto de recepción (distribuidor o gran consumidor).

La distribución y comercialización es un servicio público prestado por compañías anónimas, autorizadas por el CONELEC con carácter de exclusividad regulada en las respectivas aéreas geográficas.

1.5.2. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

El MEM inicio su funcionamiento en forma parcial, a partir de abril de 1999, el cual se encuentra conformado por generadores, distribuidores y grandes consumidores que forman parte del SNI. Las transacciones comerciales que pueden celebrarse en este mercado son:

- Transacciones en el mercado ocasional (mercado spot)
- Contratos a plazo (mercado de contratos)

El mercado eléctrico mayorista comprende todas las transacciones de compra y venta de energía eléctrica que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Además incluye las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

1.5.2.1. Mercado Ocasional

Conocido comúnmente como mercado spot, la producción y consumo de energía se valúan temporalmente, en consecuencia el precio (precio spot) se valora en forma horaria. El precio spot es calculado en base al costo marginal en una hora determinada, el cual está definido por el costo variable de producción de la última unidad en entrar a generar para atender 1 kWh adicional de demanda.

Los generadores tienen la potestad de comprar o vender energía en el mercado ocasional, los distribuidores y grandes consumidores pueden solo comprar. El CENACE es el encargado de comunicar a todos los agentes del mercado el precio de venta de la energía para cada periodo horario. Las ventas por concepto de energía que ejecuten los generadores son exclusivamente de las unidades despachadas por el CENACE. Las compras realizadas por los generadores, distribuidores y grandes consumidores se valoran acorde al precio marginal fijado por el CENACE, a este precio se le suma el valor del costo por potencia o capacidad y el costo de las pérdidas del sistema según lo definido en el correspondiente reglamento.

1.5.2.2. Contratos a Plazo

> En el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía. Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.
>
> Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el Centro Nacional de Control de Energía. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda.[12]

En el Art. 29 del Reglamento sustitutivo del "Reglamento para el funcionamiento del mercado eléctrico", permite incluir los contratos entre distribuidores y grandes consumidores, así mismo se incluyen las transacciones internacionales de electricidad.

1.5.2.3. Modalidades de Contratos a Plazo

Son acuerdos comerciales donde el generador entrega su energía en forma mensual, diaria y horaria a las empresas distribuidoras y grandes consumidores, los contratos pueden adoptar varias modalidades, detalladas a continuación.

Pague lo Contratado

En el Figura 1.3 se pueden apreciar tres tipos de curvas, la de color azul representa la demanda del consumidor, la de color rojo representa la energía contratada y la de color verde representa la producción de energía por parte del generador.

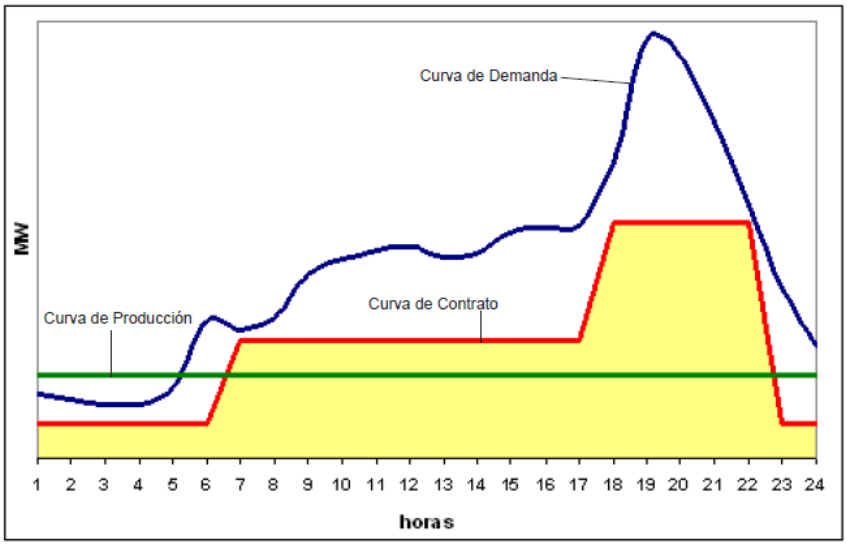
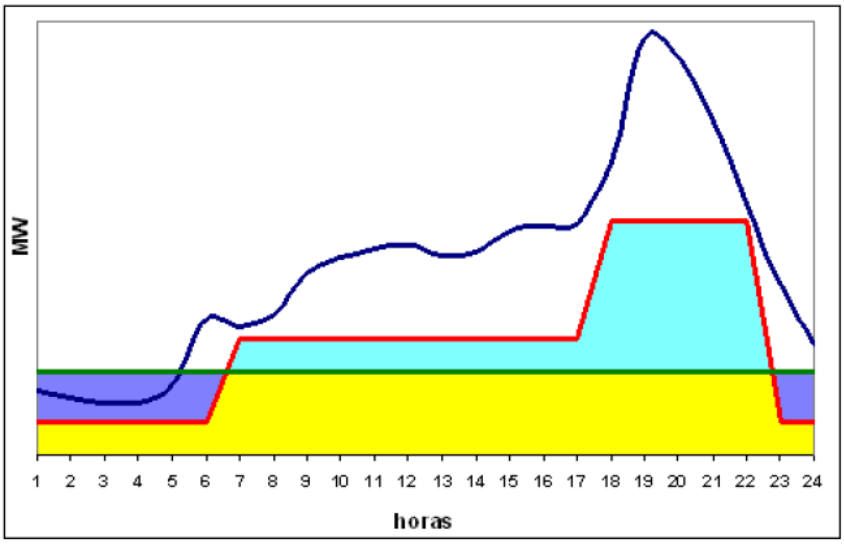


Figura 1.3: Contrato "Pague lo Contratado".[2]

El generador tiene que abastecer toda la curva de contrato, pudiendo comprar energía en el mercado ocasional en el caso de no poder cubrir la energía contratada con la producción propia. En el Figura 1.4 se observan los ingresos y egresos que posee el productor por la compra-venta de energía, representados en las aéreas de color azul, celeste y amarillo.

La energía reconocida a precio de contrato aparece de color amarillo y celeste, siendo estas las áreas bajo la curva de contrato. La energía vendida a precio spot por parte del generador se muestra de color azul (cuando la curva de contrato está por debajo de la producción) y de color celeste se muestra la energía que el generador tiene que comprar en el mercado ocasional para cubrir la energía contratada (cuando la curva de contrato está por encima de la producción).



Área de color amarillo: Energía vendida en contratos
Área de color azul: Energía vendida en el mercado ocasional
Área de color celeste: Energía comprada en el mercado ocasional

Figura 1.4: Transacciones de comerciales de energía, modalidad "Pague lo Contratado". [2]

Pague lo Demandado

En el Figura 1.5 se pueden apreciar dos tipos de curvas, la de color azul indica la demanda del consumidor que también es la energía contratada y la de color verde muestra la producción de energía por parte del generador.

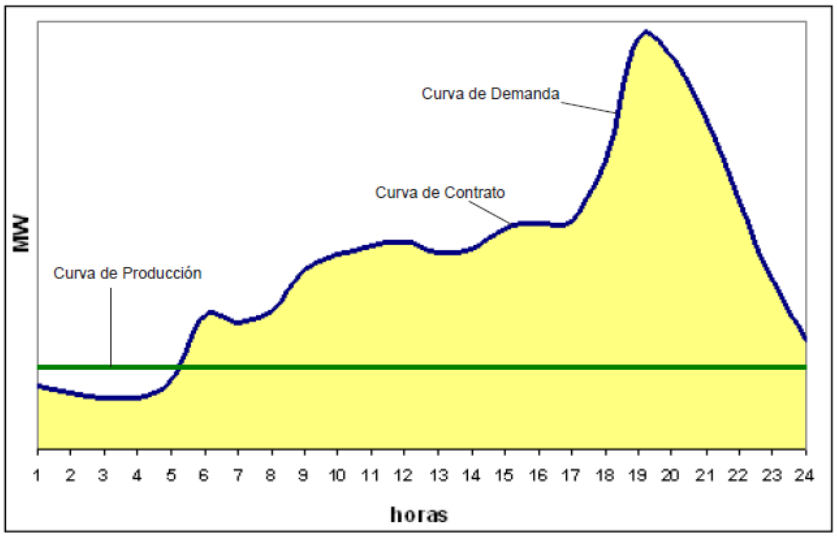
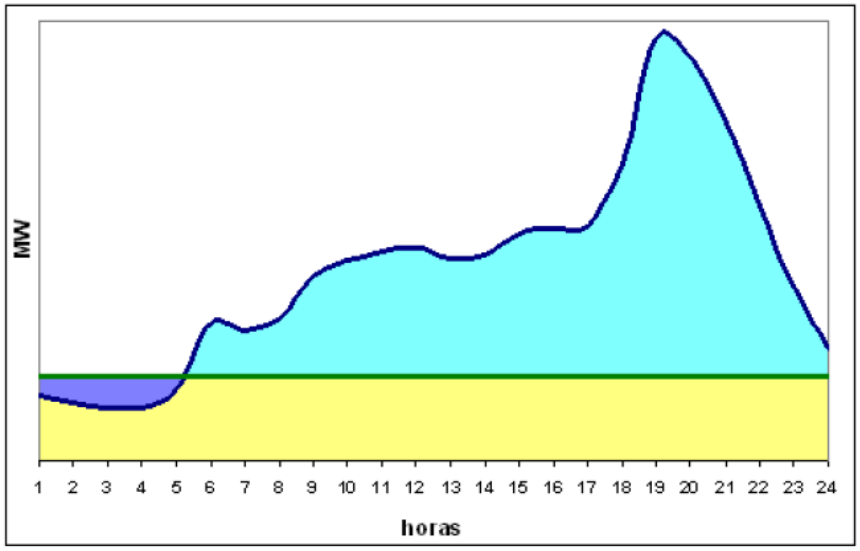


Figura 1.5: Contrato "Pague lo Demandado".[2]

El generador tiene que abastecer toda la curva de contrato, pudiendo comprar energía en el mercado ocasional en el caso de no poder cubrir la energía contratada con la producción propia.

En el Figura 1.6 se observan los ingresos y egresos que posee el generador por la compra-venta de energía, representados en las aéreas de color azul, celeste y amarillo.

La energía reconocida a precio de contrato aparece de color amarillo y celeste, siendo estas las áreas bajo la curva de contrato. La energía vendida a precio spot por parte del generador se muestra de color azul (cuando la curva de contrato está por debajo de la producción) y de color celeste se presenta la energía que el generador tiene que comprar en el mercado ocasional para cubrir la energía contratada (cuando la curva de contrato está por encima de la producción).



Área de color amarillo: Energía vendida en contratos
Área de color azul: Energía vendida en el mercado ocasional
Área de color celeste: Energía comprada en el mercado ocasional

Figura 1.6: Transacciones de comerciales de energía, modalidad"Pague lo Demandado".[2]

Pague lo Producido con Tope de Demanda

En el Figura 1.7 se pueden apreciar dos tipos de curvas, la de color azul representa la demanda del consumidor y la de color verde indica la producción del generador. La curva de contrato es la inferior entre la demanda del consumidor y la producción del generador.

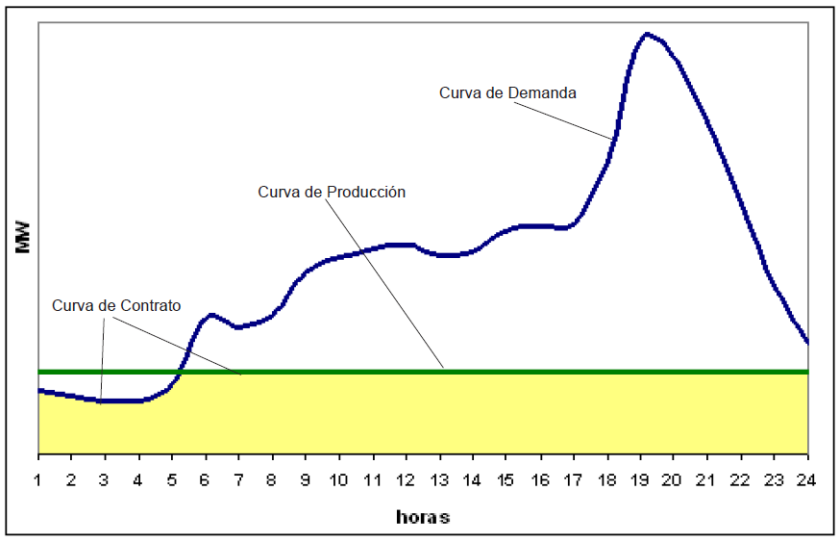
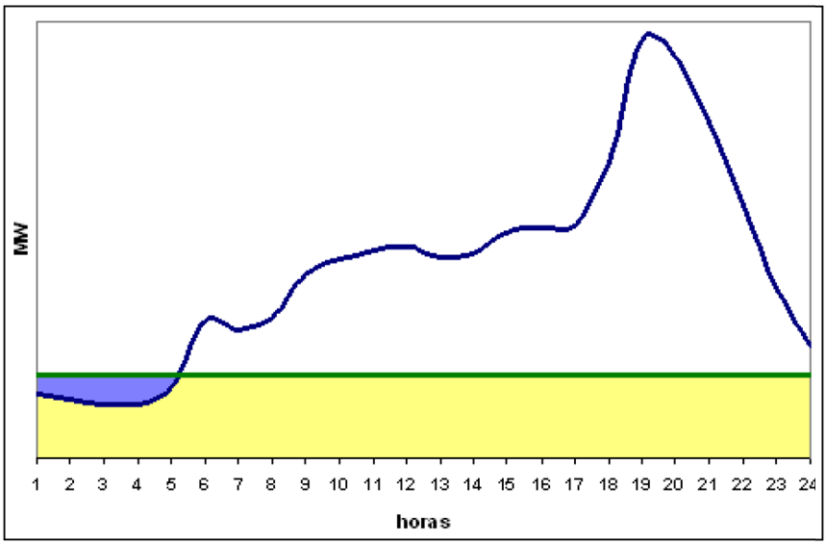


Figura 1.7: Contrato "Pague lo Producido Con Tope".[2]

En esta modalidad de contratación, el generador puede abastecer toda la energía contratada y la diferencia la vende en el mercado spot. En el Figura 1.8 se observan los ingresos y egresos que posee el productor por la compra-venta de energía, representados en las aéreas de color azul y amarillo.

La energía reconocida a precio de contrato aparece de color amarillo, siendo esta el área bajo la curva de contrato. La energía vendida a precio spot por

parte del generador se muestra de color azul (cuando la curva de contrato está por debajo de la producción). El productor ya no tiene la necesidad de comprar energía en el mercado ocasional.



Área de color amarillo: Energía vendida en contratos
Área de color azul: Energía vendida en el mercado ocasional

Figura 1.8: Transacciones de comerciales de energía, modalidad "Pague lo Producido Con Tope"..[2]

1.5.2.4. Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista

Generador

> Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.
>
> Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.
>
> Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25 % de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional. [13]
>
> Los generadores no podrán por sí mismos o por medio de otros llevar a cabo actividades de transmisión o distribución de energía eléctrica, excepto en los casos previstos en la Ley y establecidos en el contrato de concesión. [14]

La generación total de energía eléctrica en el año 2008 alcanzó 19.109 GWh, divididos en:

- 11.293 GWh (Plantas Hidroeléctricas)
- 7.312 GWh (Plantas Térmicas)
- 500 GWh (Importación de energía de Colombia)
- 3 GWh (Energías Renovables)

En el Figura 1.9 se detalla la energía eléctrica producida según el tipo de generación.

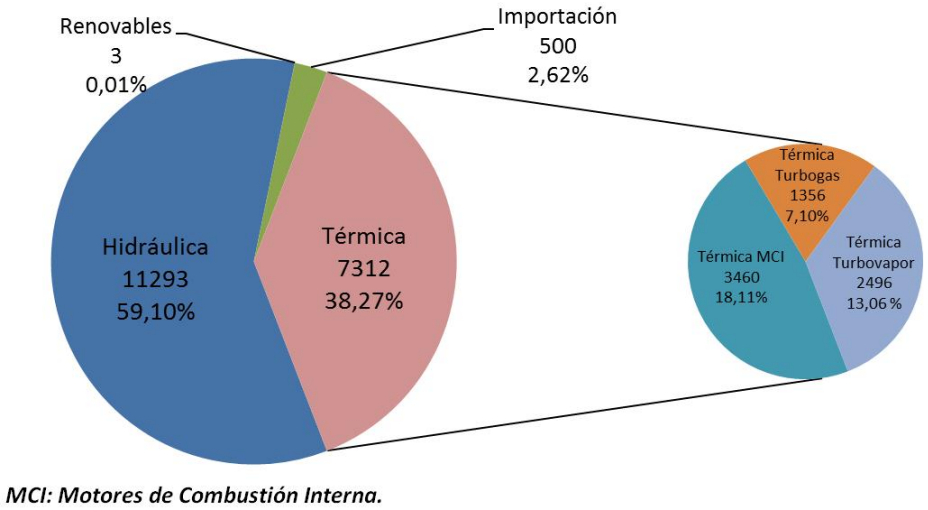


Figura 1.9: Energía producida e importada (año 2008), GWh.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de electrificación 2009 – 2020.

Autoproductor

Generador independiente que produce energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo, además, tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista, a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados. . [15]

Transmisor

Existe una única empresa de transmisión (TRANSELECTRIC S.A) la cual se encuentra conformada con los activos de propiedad del Estado correspondiente al Sistema Nacional Interconectado, se aplicarán las mismas normas para la participación del sector privado que las establecidas para las empresas de generación. [16]

El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. Mediante el pago del correspondiente peaje, el transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la presente Ley y sus reglamentos. El transmisor no podrá comercializar energía eléctrica. [. . .] [17]

A diciembre de 2008 TRANSELECTRIC S.A contaba con 34 subestaciones, con una capacidad de transformación de 7.358,96 MVA, de los cuales 6.396,7 MVA son empleados para la operación y 962,26 MVA se encuentran en reserva. El Sistema Nacional de Transmisión (SNT)[8] contaba con 1.669,32 km de líneas de transmisión funcionando a 230 kV y 1.885,99 km a 138 kV.

Actividades Prohibidas al Transmisor

La empresa única de transmisión no estará facultada por sí misma o por medio de otros, para llevar a cabo las siguientes actividades:

a) Generación y distribución;

b) Comercialización con usuarios de energía eléctrica;

c) Comprar energía eléctrica de generadores;

d) Vender energía eléctrica a distribuidores, grandes consumidores o Usuarios; y,

e) Discriminar, premiar y ofrecer ventajas o a generadores, grandes consumidores o distribuidores, respecto del acceso a su sistema de transmisión, excepto cuando las mismas se refieran a descuentos en las tarifas autorizadas y los mismos se ofrezcan en igualdad de condiciones para todos. [18]

Distribuidor y Comercializador

La distribución será realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida. El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad. En el contrato de concesión se establecerán los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de identificación de las mejoras de cobertura. En ningún caso el Estado garantizará la rentabilidad del negocio, ni establecerá tratamientos tributarios especiales o diferentes a los que rijan al momento de la celebración del contrato. [19]

Actividades Prohibidas al Distribuidor

El distribuidor no podrá discriminar ni ofrecer ventajas o preferencias a generadores, distribuidores, grandes consumidores o usuarios. No serán consideradas conductas discriminatorias aquellas prácticas de descuentos sobre las tarifas autorizadas, cuando estas se formulen y ofrezcan bajo los mismos principios a todos los usuarios, generadores, distribuidores o grandes consumidores.

A los distribuidores les está prohibido llevar a cabo actividades de generación de energía eléctrica por sí mismos o a través de otros, salvo los casos de excepción establecidos en la Ley. Ningún distribuidor podrá realizar actividades de transmisión de energía eléctrica, directamente

[8] Es el conjunto conformado por las diferentes líneas de trasmisión y subestaciones de transformación, destinadas al transporte de energía eléctrica y es operada solo por TRANSELECTRIC S.A.

Áreas de Concesión de las Empresas Eléctricas Distribuidoras ordenadas de mayor a menor					
No.	Empresa	(km²)	No.	Empresa	(km²)
1	Ambato	40 805	11	Sta. Elena	6 774
2	Sucumbíos	37 842	12	El Oro	6 745
3	Centro Sur	28 962	13	Sto. Domingo	6 574
4	Sur	22 721	14	Milagro	6 175
5	Manabí	16 865	15	Riobamba	5 940
6	Esmeraldas	15 366	16	Cotopaxi	5 556
7	Quito	14 971	17	Los Ríos	4 059
8	Norte	11 979	18	Bolívar	3 997
9	Guayas-Los Ríos	10 511	19	CATEG-D	1 399
10	Galápagos	7 942	20	Azogues	1 187
Total					256 370

Tabla 1.4: Áreas de concesión.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de Electrificación 2007 – 2016.

> o a través de otros, excepto cuando, de conformidad con la Ley, el CONELEC le otorgue la licencia correspondiente para llevar a cabo dicha actividad. [20]

La Tabla 1.4, muestra el área de concesión de cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica ordenadas de mayor a menor.

Consumidor Regulado

Es la persona natural jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica del distribuidor dentro de su área de concesión, este servicio tiene que estar sujeto a regulaciones, tarifas y reglamentos establecidos en la Ley.

Gran Consumidor

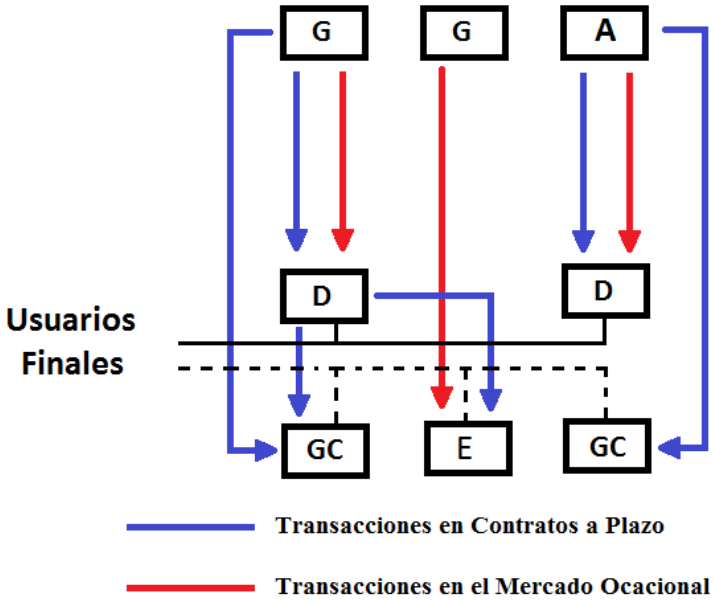
Para ser calificado como Gran Consumidor, se debe registrar un valor igual o mayor a 650 kW de demanda máxima mensual, en el periodo de 6 meses anteriores a la solicitud de calificación, y un consumo mínimo anual de 4.500 MWh de energía en los doce meses anteriores a la solicitud.

1.5.2.5. Actividades Transaccionales Entre los Agentes del MEM

Como ya se describió con anterioridad existen dos tipos de actividades transaccionales, la una realizada en el mercado ocasional (mercado spot) y la otra en el mercado de contratos. En el mercado spot, el generador puede comprar y vender energía mientras que los distribuidores y grandes consumidores pueden solo comprar, las transacciones se realizaran entre generadores, entre generador y distribuidor, entre generador y gran consumidor.

En el mercado de contratos (contratos a plazo), se realizaran transacciones pactadas libremente entre generador y distribuidor, entre generador y gran consumidor, entre distribuidor y gran consumidor, además en transacciones internacionales que realice el distribuidor.

Estas actividades se pueden apreciar en la Figura 1.10.



G: Generador, Autoproductor, D: Distribuidor, Gc: Gran consumidor, E: Exportación.

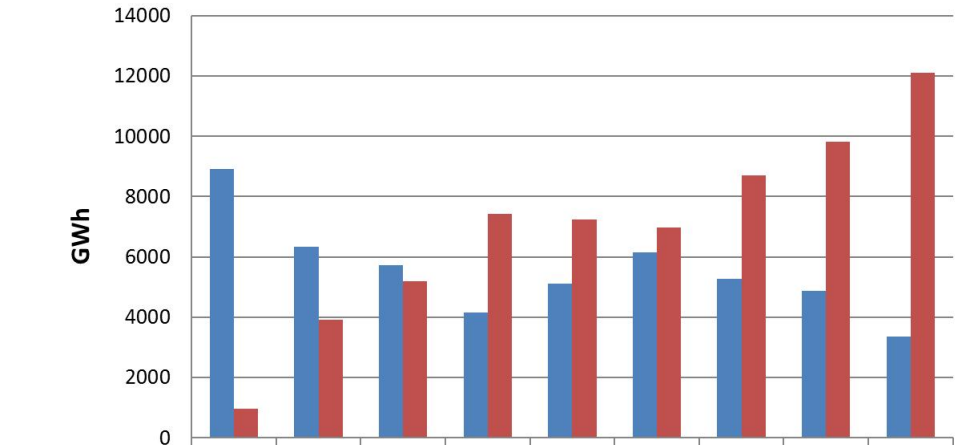
Figura 1.10: Actividades entre agentes del MEM.

1.5.2.6. Transacciones de Energía Realizadas en el MEM

En los primeros años del funcionamiento del MEM, la mayoría de transacciones eran a través del mercado ocasional, en el año 2000 la energía pactada fue de 8.908,95 GWh mientras que en el mercado de contratos llego a 972,56 GWh. Con el trascurso de los años se incrementaron los contratos a plazo, para el año 2008 la energía en esta modalidad alcanzó el valor de 12.095,38 GWh en tanto que en el mercado ocasional alcanzó el valor de 3.343,93 GWh.

Con el pasar de los años el mercado ocasional presentó inestabilidad, lo que estimulo la baja en las transacciones en este mercado. En cambio, el mercado de contratos le permitió al generador garantizar su gestión y llegar a cubrir el riesgo que existe en los contratos, en tanto que a los agentes comercializadores le garantizaron la cobertura total o parcial de su demanda, permitiendo el crecimiento del mercado de contratos.

En la Figura 1.11 se muestran las transacciones de energía que se realizaron desde el año 2000.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Mercado Ocacional	8908,95	6333,3	5723,28	4140,51	5116,03	6136,9	5268,43	4861,41	3343,93
Contratos a Plazo	972,56	3923,67	5176,75	7420,4	7244,2	6974,33	8705,56	9804,46	12095,38

Figura 1.11: Transacciones de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Informe Anual 2008.

1.5.3. MECANISMOS REGULATORIOS

Se establecieron regulaciones para salvaguardar la eficiencia del sector y crear las condiciones de mercado para una correcta comercialización de energía. Estas tienen que ser acatadas por todos los agentes que participan en el MEM. En la Tabla 1.5 se puede apreciar las regulaciones emitidas, previo al Mandato Constituyente No 15.

REGULACIÓN	CONTENIDO DEL DOCUMENTO	VIGENCIA DESDE
Reducción anual de pérdidas no técnicas en las Empresas de Distribución (Regulación No. CONELEC 003/99).	Establece el nivel de pérdidas no técnicas aceptables para las empresas distribuidoras del país.	1999-03-30
Administración Técnica y Operativa del Sistema de Transmisión (Regulación No. CONELEC 014/99).	Establece las normas que deberán ser observadas por los agentes del MEM para conectarse al sistema de transmisión, tanto para las instalaciones existentes como para las futuras; así como, determina las pautas que debe observar la Empresa de Transmisión, en la planificación de la expansión, operación y mantenimiento de sus instalaciones, cumpliendo con los parámetros de seguridad y confiabilidad.	1999-11-11

REGULACIÓN	CONTENIDO DEL DOCUMENTO	VIGENCIA DESDE
Restricciones e Inflexibilidades Operativas (Regulación No. CONELEC 002/00).	Determinar y asignar los sobrecostos de generación que se produzcan al efectuar el despacho económico de mediano y corto plazo, observando los índices de calidad de servicio, confiabilidad y seguridad del SNI establecidos en las Regulaciones vigentes.	2000-07-04
Declaración de Costos de Arranque - Parada de Unidades Turbo - Vapor (Regulación No. CONELEC 004/00).	Establecer el procedimiento para la declaración de los costos de arranque – parada de las unidades turbo – vapor, para ser remuneradas en el caso en que, por condiciones operativas del sistema, se requiera parar estas unidades.	2000-07-04
Procedimientos de Despacho y Operación (Regulación No. CONELEC 006/00)	Proporcionar una base metodológica y normativa, a lo definido por la LRSE y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.	2000-08-09
Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista (Regulación No. CONELEC 007/00).	Proporcionar una base metodológica, normativa, a lo definido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.	2000-08-09
Índices de Gestión para Elaboración de Pliegos Tarifarios (Regulación No. CONELEC 009/00).	Establecer los índices de gestión que serán aplicados en la elaboración de los pliegos tarifarios que entrarán en vigencia el 30 de octubre de 2000.	2000-10-30
Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución (Regulación No. CONELEC 004/01).	Establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.	2001-05-23
Participación de los Autoproductores con sus excedentes de Generación (Regulación No. CONELEC 001/02).	Regular la participación de los Autoproductores, con sus excedentes de generación en el mercado eléctrico mayorista.	2002-03-06

REGULACIÓN	CONTENIDO DEL DOCUMENTO	VIGENCIA DESDE
Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM (Regulación No. CONELEC 004/02).	Establecer los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el Control de Voltaje y Potencia Reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia.	2002-04-30
Declaración de Costos Variables de Producción (Regulación No. CONELEC 003/03).	Establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmicas, hidráulicas de pasada e hidráulicas con capacidad de regulación inferior a la mensual, para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras.	2003-08-13
Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (Regulación No. CONELEC 003/04).	Establecer los procedimientos para la asignación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición - PRPD a los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos y de la Reserva Adicional de Potencia y las liquidaciones económicas derivadas de dichas asignaciones.	2004-10-20
Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación (Regulación No. CONELEC 001/05).	Establecer los procedimientos para la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación así como el manejo de los racionamientos de servicio eléctrico.	2005-02-02
Clasificación de las líneas de transporte de energía eléctrica que requieren estudios de impacto ambiental (Regulación No. CONELEC 003/06).	Establecer una clasificación de las líneas de transporte de energía eléctrica, en función del voltaje y la longitud, para determinar las que requieren Estudios de Impacto Ambiental, EIA.	2006-05-09
Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM (Regulación No. CONELEC 005/06).	Definir los requisitos técnicos y las condiciones de funcionamiento del SISMEC para que el CENACE disponga dentro de los plazos establecidos, de manera segura, oportuna y confiable, de la información necesaria para la liquidación de las transacciones del MEM, como parte de la función de Administración de las transacciones económicas en el MEM.	2006-07-27
Despacho y Liquidación de Centrales Térmicas con Condiciones Técnicas Especiales (Regulación No. CONELEC 008/06).	Determinar el procedimiento para el despacho y liquidación de plantas térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), las mismas que por ciertas características técnicas, no puedan ser despachas por unidad.	2006-12-07
Determinación de las Aportaciones Imputables a los Consumidores (Regulación No. CONELEC - 002/08).	Determinar el procedimiento para el cálculo de la aportación imputable a los consumidores conforme lo dispuesto en los artículos 28 y 29 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.	2008-02-14

Tabla 1.5: Regulaciones creadas previo al Mandato Constituyente No. 15.[8]

1.5.4. TARIFACIÓN ELÉCTRICA

La entidad facultada para aprobar y fijar pliegos tarifarios es el CONELEC, las tarifas rigen para la facturación de los usuarios finales, estas son elaboradas a través de índices de gestión en base a regulaciones. Los pliegos tarifarios deberán sujetarse a los siguientes principios según corresponda:

a) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) promedio de todas las empresas de distribución del País.

Como la aplicación del valor agregado de distribución (VAD) promedio nacional, ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan ingresos inferiores respecto a su facturación actual; y, otras ingresos superiores, el CONELEC, para el caso de las primeras, efectuará el cálculo del déficit correspondiente en forma anual y éste será contemplado de la misma manera en el Presupuesto General del Estado, debiendo estos recursos ser administrados por el CENACE, como un subsidio directo a los consumidores del área de concesión a la que corresponda. En ningún caso, para las demás distribuidoras se incrementará el VAD, manteniéndose el valor actual.

b) Los pliegos tarifarios serán elaborados sobre la base de la aplicación de índices de gestión establecidos mediante regulación por el CONELEC, para empresas eficientes con costos reales. El ente regulador determinará la periodicidad de revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, la que en ningún caso podrá ser menor a un año.

c) La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.

Además, en la elaboración de los pliegos tarifarios se deberá tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes con sus posibilidades. Se considerarán como consumidores de bajo consumo en esta categoría, en cada zona geográfica de concesión en distribución, a aquellos que no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, pero que en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional.

Estos valores de consumo serán determinados para cada caso, al inicio de cada año por el CONELEC, en base a las estadísticas del año inmediato anterior. Los consumidores de bajo consumo, serán subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica.[21]

1.5.4.1. Estructura Tarifaria

La tarifa eléctrica se encuentra compuesta por el Precio Referencial de Generación (PRG), la Tarifa de Transmisión y el Valor Agregado de Distribución según lo dispuesto en la LRSE y deberán sujetarse al Reglamento de Tarifas Eléctricas.

Precio Referencial de Generación (PRG)

> Corresponden a los valores que tendrá que pagar un consumidor final que no tuviese un contrato a largo plazo para el suministro de la energía para cubrir los costos de la etapa de generación operada en forma óptima. Estos valores se calcularán como el promedio de los costos marginales esperados de corto plazo extendidos en un período suficientemente largo de operación simulada para estabilizar estos costos, más el costo de la potencia disponible sea o no despachada de conformidad con lo señalado en el artículo 48 de esta Ley. [...] [22]

El PRG será calculado por el CENACE y deberá ser aprobado por el CONELEC, tomando en consideración el componente de energía y de capacidad.

Componente de Energía.- Es el valor del promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo en un periodo simulado de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, con el objetivo de minimizar las fluctuaciones de los costos tanto diaria como estacionalmente.

Componente de Capacidad.- Es la anualidad de las inversiones para la puesta en marcha de un equipamiento marginal de mínimo costo para cubrir la demanda máxima del sistema, más la suma de los costos fijos de operación y mantenimiento.

Tarifa de Transmisión

> Las tarifas que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión estarán conformadas por dos componentes, cuyos costos deberán ser aprobados por el CONELEC:

a) El costo de operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC; y,

b) El costo de expansión, que deberá cubrir la Expansión del Sistema Nacional de Transmisión.

> Los valores recaudados por concepto del componente de expansión, se considerarán como aportes de capital del Fondo de Solidaridad en TRANSELECTRIC S.A., y deberán ser integrados al patrimonio de un fideicomiso cuyo fiduciario, sea público o privado, será elegido por concurso público. Dicho fideicomiso será constituido por TRANSELECTRIC S.A. con el único y exclusivo propósito de atender el pago de las obligaciones requeridas para la ejecución de obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión, aprobado por el CONELEC.[23]

Valor Agregado de Distribución (VAD)

> El valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual

se trate. Para calcular el valor agregado de distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

a) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;

b) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;

c) Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y,

d) Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.

Los distribuidores calcularán los componentes del valor agregado de distribución para la empresa de referencia correspondiente cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale el reglamento respectivo. [6]

En la Tabla 1.6 se aprecia la evolución de la Tarifa Nacional Promedio y de cada uno de sus componentes, donde se destaca la variación del PRG en el periodo 2002-2008.

Tarifa Nacional Promedio (USD ¢/kWh)							
Período		Nov 2002-Oct. 2003	Nov 2003 - Mar. 2004	Abr 2004 - Oct. 2004	Nov 2004 - Oct. 2005	Nov. 2005-Oct. 2006-Dic2007	Ene. 2008 - Dic. 2008
Precio Referencial de Generación	PRG	5,81	4,63	4,17	5,94	5,70	5,98
Componente de Energía	PRG(E)	4,50	3,55	3,09	4,99	4,69	4,99
Componente de Potencia	PRG(P)	1,31	1,08	1,08	0,96	1,01	0,99
Tarifa de Transmisión	TT	0,76	0,71	0,71	0,69	0,67	0,80
Valor Agregado de Distribución	**VAD**	3,804	3,818	3,818	4,108	4,438	4,2
Tarifa Media	**TM**	10,38	9,158	8,691	10,745	10,804	10,98

Tabla 1.6: Tarifa nacional promedio.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Plan Nacional de Electrificación 2007-2016.

1.5.4.2. Subsidios

Subsidio Cruzado

El subsidio cruzado beneficia a todos los consumidores residenciales, cuyo consumo mensual no superen el promedio residencial de la empresa eléctrica que le presta el servicio, el promedio residencial a nivel del país es de 130 kWh/mes, el cual no puede ser excedido por ninguna de las empresas eléctricas.

Los usuarios residenciales que tienen un consumo mensual superior al consumo residencial promedio de la empresa eléctrica que le presta el servicio, aportaran un valor del 10 % de su factura de consumo de electricidad para cubrir el subsidio cruzado, con acepción de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) cuyo valor es de 5 %.

El valor mensual que se facture por este concepto por cada empresa distribuidora es acreditado en el mes correspondiente, a las facturas de los usuarios

que se beneficien del subsidio, de tal manera que todos los beneficiarios se les acredite un mismo valor. El valor de la factura por consumo de energía de un usuario no deberá ser menor que el valor de comercialización determinada para cada empresa.

Tarifa Dignidad

El Estado ecuatoriano, mediante Decreto Ejecutivo No. 451-A, dispuso otorgar un subsidio en el pago por consumo del servicio eléctrico a los usuarios residenciales cuyo consumo mensual sea de hasta 110 kWh en las empresas eléctricas de distribución de la región Sierra, y de hasta 130 kWh en las empresas eléctricas de distribución de la región Costa, Oriente e Insular; este subsidio se denomina "Tarifa Dignidad", el objetivo principal de este subsidio es disminuir el pago por el servicio de energía eléctrica en los sectores de escasos recursos económicos, esta disposición se ha venido aplicando desde el segundo semestre del año 2007.

Los usuarios residenciales que se acogen a esta disposición pagan actualmente por la planilla de servicio eléctrico, el valor de: Por Consumo de Energía 4 ctvs USD/kWh y Por Comercialización 0,70 USD/abonado-mes. El valor subsidiado por el Estado es la diferencia entre, el total por el servicio eléctrico más los cargos tarifarios aplicados por cada distribuidora y el valor obtenido por la tarifa dignidad, esta diferencia consta en la planilla.

Las empresas distribuidoras entregaran la información de la aplicación de la tarifa dignidad en la facturación mensual al CONELEC, quien presentara un informe al Ministerio de Economía y Finanzas.

Tarifa Especial para el Anciano

Este subsidio está dirigido a usuarios con edades superiores a 65 años y a las entidades gerontolgicas sin fines de lucro. El subsidio cubre el 50 % del valor facturado por concepto de energía eléctrica, para los usuarios que consumen hasta 120 kWh/mes, mientras que en lo que respecta a las entidades gerontológicas el descuento aplica para el total del consumo de energía eléctrica.

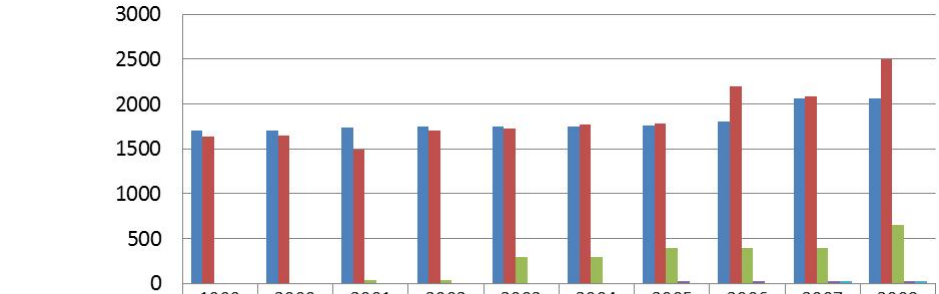
Aproximadamente 175.000 usuarios están siendo beneficiados por el subsidio Tercera Edad, que representa alrededor del 5 % de los usuarios residenciales a nivel nacional.

1.6. EVALUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

La inestabilidad política durante los últimos años, la mala administración en la mayor parte de las distribuidoras y la fijación de tarifas inferiores a la de los valores calculados, sin una compensación efectiva por parte del Estado, han provocado el mal funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, puesto que no se dieron las condiciones mínimas requeridas para un adecuado funcionamiento. A continuación se detallan los hechos que propiciaron la actual situación del sector eléctrico ecuatoriano.

1.6.1. FALTA DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN

En el periodo de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista existió una baja inversión en la generación hidráulica, y un incremento en la generación térmica. En la Figura 1.12 se aprecia la potencia total instalada según el tipo de central de generación.



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Hidráulica (MW)	1706,8	1706,77	1736,27	1746,34	1746,34	1746,36	1764,16	1801,48	2057,41	2056,42
Térmica (MW)	1641,1	1643,35	1493,91	1705,06	1728,87	1773,25	1783,15	2196,29	2082,72	2497,53
Importación (MW)	0	0	40	40	290	290	400	400	400	650
Fotovoltaica (MW)	0	0	0	0	0	0	0,02	0,02	0,02	0,02
Eólica (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	2,4	2,4

Figura 1.12: Potencia instalada por tipo de Central.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2008.

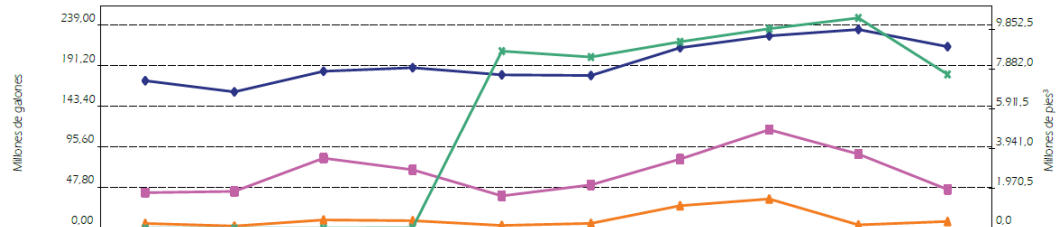
La capacidad instalada de las centrales de generación térmica en el 2008 sufrió un incremento del 34,29 % respecto al año 1999, por lo contrario, la generación hidráulica en el 2008 tuvo un incremento del 17 % respecto al año 1999. Esta insuficiente inversión en generación hidráulica se da principalmente por el alto costo que implica su construcción así como el largo periodo de tiempo para recuperar la inversión.

Por otro lado, la importación de energía eléctrica sirvió para lograr un normal abastecimiento de la demanda, desde el año 2001 el aporte se fue incrementando paulatinamente, desde este año hasta el 2008 la potencia se ha acrecentado de 40 MW a 650 MW respectivamente.

El incremento de las centrales de generación térmica e importación de energía, sirvió para abastecer la demanda creciente que el país sufrió en el periodo 1999-2008, esta se incrementó de 1.920 MW a 2.780 MW respectivamente, según las estadísticas del sector eléctrico presentadas por el CONELEC, como consecuencia la inversión en generación no presentó una evolución acorde con el crecimiento de la demanda, lo cual conllevó la necesidad de importar energía del vecino país de Colombia.

1.6.2. DEPENDENCIA DE COMBUSTIBLES FÓSILES PARA LA GENERACIÓN

La matriz energética del país depende en gran parte de los combustibles fósiles. La disminuida oferta de energía de centrales hidroeléctricas en época de estiaje, obliga al despacho de las unidades de generación térmica de elevados costos, el nivel del consumo de estos combustibles se indica en la Figura 1.13.



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
FUEL OIL + RESIDUO	173,22	160,14	184,31	188,49	180,11	179,34	211,94	225,91	233,33	213,23
DIESEL	41,83	43,32	82,30	68,70	38,04	50,97	81,23	115,76	87,09	45,62
NAFTA	5,69	2,66	9,81	8,93	3,34	5,78	26,50	34,44	4,00	8,03
GAS NATURAL	0,00	0,00	0,00	24,21	8 782,30	8 489,43	9 244,61	9 891,93	10 426,63	7 628,39

Figura 1.13: Consumo de combustibles.
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Informe Anual 2008.

El incremento de la oferta térmica produce un aumento en la importación de combustibles, lo cual desemboca en un incremento del precio de la energía en el mercado ocasional, especialmente en los meses de estiaje debido al modelo de costos marginales. El alto consumo de combustibles provocó una creciente deuda con Petrocomercial la cual llegó a ser de 549 millones[9] de dólares por la compra de combustibles.

1.6.3. VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA COMO PRODUCTO

La falta de inversión en generación, los efectos de las condiciones hidrológicas de las unidades de generación situadas en la vertiente Amazónica, la dependencia de generación térmica y el elevado consumo de energía importada ocasionaron grandes fluctuaciones en el precio de la energía en el MEM, en especial en el mercado ocasional. Todo lo antes mencionado ocasionó una tendencia creciente a la volatilidad en el precio de la energía. En el Figura 1.14 se puede apreciar la evolución de los precios en el mercado ocasional, el precio de los contratos suscritos entre generadores y distribuidores y el precio medio entre los dos anteriores.

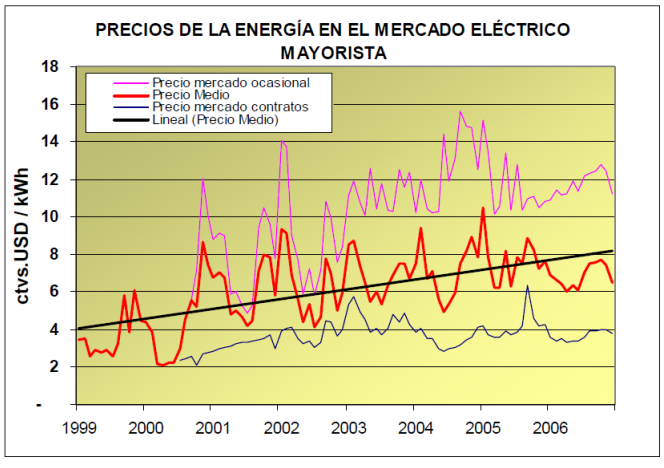
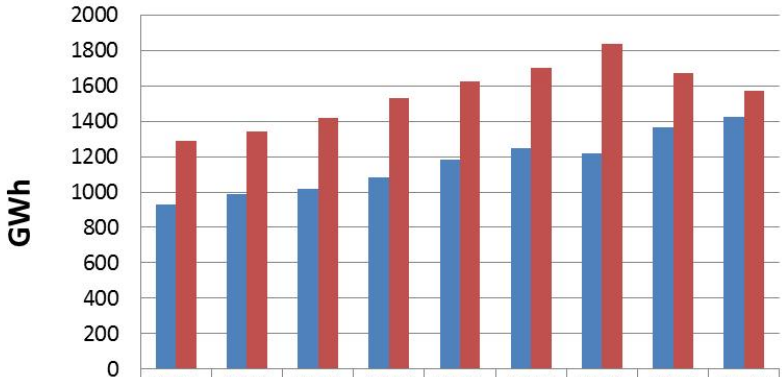


Figura 1.14: Precios de la energía en el MEM.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Plan Nacional de Electrificación 2007-2016.

[9]Deuda por compra de combustibles por parte de los generadores y el transmisor con Petrocomercial con corte a diciembre de 2006.

1.6.4. ALTOS ÍNDICES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las empresas de distribución de energía eléctrica, presentan quizá uno de los problemas más críticos del sector eléctrico, el relacionado con las elevadas pérdidas de energía eléctrica. Las pérdidas de energía se dividen en pérdidas técnicas y no técnicas, la denominada pérdida técnica se relaciona con la energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema, la no técnica es aquella energía que no es medida, es decir, la energía que no es facturada a los consumidores que se abastecen de manera ilegal o cuyos instrumentos de medición sufren algún tipo de daño. La Figura 1.15 presenta la evolución de las pérdidas técnicas y no técnicas desde el año 2000.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Pérdidas Técnicas (GWh)	931	988	1019	1083	1183	1246	1216	1364	1421
Pérdidas no Técnicas (GWh)	1290	1339	1416	1529	1621	1700	1837	1668	1573

Figura 1.15: Pérdidas de energía en los sistemas de distribución en el periodo 1999-2008. Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Plan Nacional de Electrificación 2007-2016.

En el año 2008 las pérdidas de energía a nivel nacional alcanzaron 2.994 GWh lo que corresponde al 19,62 % de la energía disponible en subestaciones de recepción, las pérdidas técnicas llegaron a 1.421 GWh (9,31 %) y las pérdidas no técnicas fueron de 1.573 GWh (10.31 %). Las pérdidas técnicas en el 2008 se incrementaron un 34,48 % respecto al año 2000, incremento causado por el deterioro de los elementos de la red.

En cuanto a las pérdidas no técnicas, el porcentaje de incremento fue del 17,99 % entre los años 1999-2008, aunque el porcentaje de incremento es menor que las pérdidas técnicas, estas pérdidas son en todos los casos superiores. El no pago al consumo de energía por parte de los usuarios o hurto de ésta fue un problema que causó el incremento incesante en las empresas distribuidoras.

Las empresas de distribución con mayores pérdidas de energía son, Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro y Sucumbíos las cuales son superiores al 25 % de su energía adquirida, en tanto que el resto de empresas no superan el 15 %, estas cifras hacen evidente que las empresas de la región costa son las que se encuentran en una situación de mayor deterioro técnico y administrativo. En la Figura 1.16 se muestra el porcentaje de pérdidas de energía en los sistemas de distribución para el año 2008.

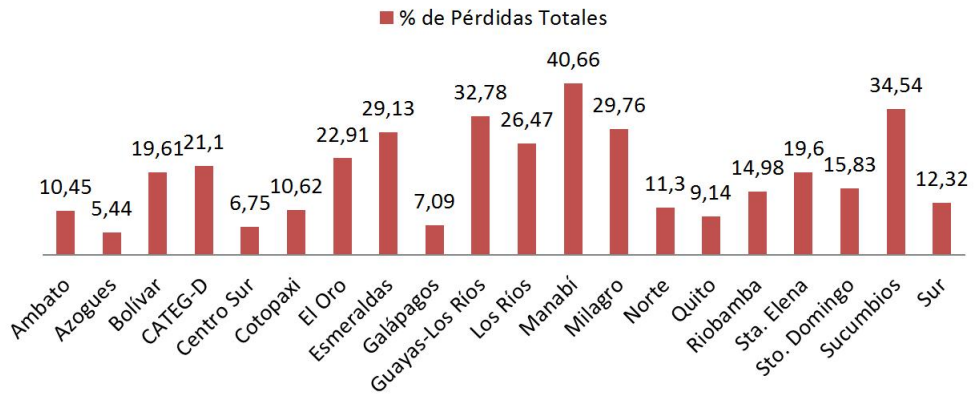


Figura 1.16: Porcentaje de pérdidas totales en los sistemas de distribución en el año 2008. Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Plan Nacional de Electrificación 2009-2013.

1.6.5. BAJOS ÍNDICES DE RECAUDACIÓN POR PARTE LAS DISTRIBUIDORAS

Otro de los grandes problemas que aqueja el mercado eléctrico mayorista y en particular a las empresas distribuidoras, es el bajo índice de recaudación. En el año 2008 existió una diferencia de 60 millones de dólares entre los valores facturados y recaudados por las empresas eléctricas del país según el Plan Maestro de Electrificación 2009-2013.

En este año las empresas de distribución del país compraron 14.409,16 MWh de los cuales se vendieron 11.487,28 MWh, de la energía comprada solo se pagó el 56,86 % mientras que se recaudó el 93,8 % de la energía vendida al consumidor final. Esta ineficiencia de las distribuidoras puso en grave riesgo el financiamiento del sistema eléctrico y en consecuencia la sostenibilidad de los negocios de generación y transmisión. En la Tabla 1.7 se muestran los valores facturados y recaudados por cada una de las empresas de distribución.

Empresa	Facturación Distribuidora (Millones USD)	Recaudación de Servicio Eléctrico (Millones USD)	% de Recaudación de Servicio Eléctrico
Ambato	38,132	37,911	99,42
Azogues	5,804	6,133	105,8(*)
Bolívar	5,308	3,479	65,54
CATEG-D	223,801	222,499	99,42
Centro Sur	58,068	57,707	99,38
Cotopaxi	21,293	21,22	99,66
El Oro	42,952	39,409	91,75
Esmeraldas	25,143	16,248	64,62
Galápagos	2,52	2,08	82,56
Guayas-Los Ríos	62,965	57,416	91,19

Los Ríos	17,423	14,758	84,7
Manabí	66,503	51,333	77,19
Milagro	24,841	21,961	88,41
Norte	36,579	33,866	92,58
Quito	231,731	228,943	98,8
Riobamba	18,189	18,901	103,91(*)
Sta. Elena	27,589	21,256	77,05
Sto. Domingo	28,783	28,387	98,62
Sucumbíos	10,75	8,481	78,83
Sur	22,398	18,64	83,22
Total	**970,779**	**910,628**	**93,8**
(*) Valores superiores al 100%, debido a la inclusión de valores adeudados en años anteriores.			

Tabla 1.7: Valores facturados y recaudados por parte de las distribuidoras en el año 2008. Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Plan Nacional de Electrificación 2007-2013.

1.6.6. INSUFICIENCIA TARIFARIA

Desde la aplicación del nuevo modelo vigente desde el año 1999, la tarifa eléctrica se ha visto asociada a las políticas de estado, dependientes de los factores sociales, políticos y económicos del país. El CONELEC es el encargado de la fijación de tarifas, sin embargo al depender de factores externos, su función reguladora se vio afectada en gran medida.

La tarifa aplicada no cubría los costos de generación, transmisión ni distribución, haciendo que este último actor sea el principal deudor del MEM. La Figura 1.17 muestra la evolución de la tarifa eléctrica en el periodo 1999 - 2007.

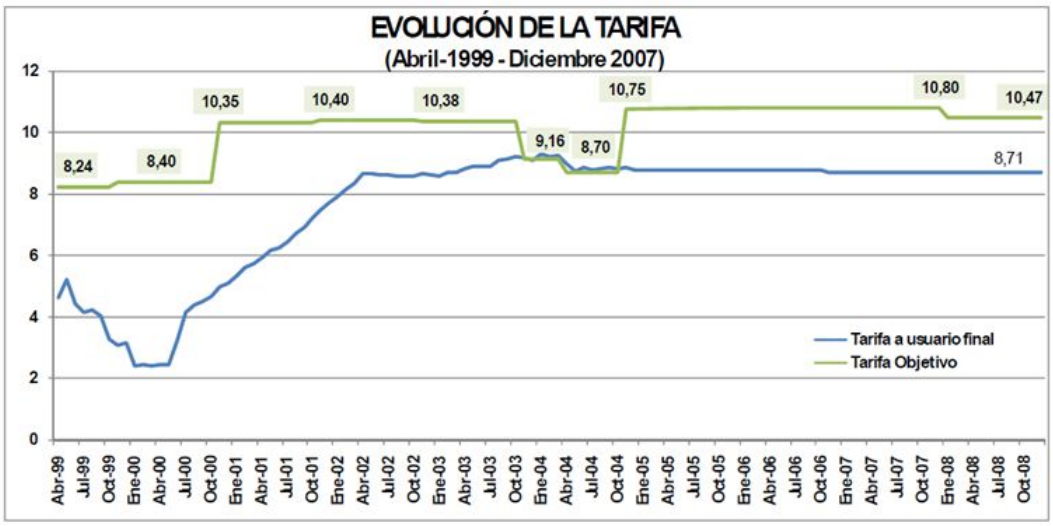


Figura 1.17: Evolución de la tarifa abril 1999 – diciembre 2007. Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Plan Nacional de Electrificación 2007-2016.

A finales de 1999 la tarifa se ubicó en 2,5 ctvs USD/kWh, sin embargo la tarifa

objetivo fue de 8,4 ctvs USD/kWh, la caída en el precio de la tarifa fue causada por la crisis económica que vivió el país cuyo valor se mantuvo hasta el año 2000. A partir de este año se aplicaron nuevos mecanismos de ajuste tarifario con un incremento inicial del 70 %, en octubre de 2004 la tarifa objetivo se ubicó en 10,75 ctvs USD/kWh pero la tarifa real cobrada a los usuarios finales fue de 8,78 ctvs USD /kWh.

Esta diferencia entre la tarifa real y objetivo originó los millonarios déficit tarifarios que acumularon las distribuidoras, este déficit traducido en deudas con el MEM ascendieron a 1'759.634.915,97 millones de dólares según el Informe Anual 2008 del CENACE, que en años posteriores será condonada por el Estado.

Capítulo 2

LA NUEVA ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO A PARTIR DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describirá el nuevo marco legal y regulatorio del sector eléctrico del Ecuador, cambios que surgieron a raíz de la promulgación del Mandato Constituyente No. 15, el cual tiene la intención de cambiar la política energética de nuestro país, a través de enfocar la operación e inversiones del sector hacia un objetivo de servicio social, y la optimización de las inversiones y expansión del sector.

También se describirá la conformación de las nuevas empresas públicas del sector eléctrico creadas como consecuencia de la nueva Constitución, por otra parte se analizarán las inversiones realizadas por el actual gobierno y se citarán los nuevos proyectos eléctricos de generación, transmisión, distribución así como iniciativas de innovación de los servicios de comercialización de energía eléctrica.

El capítulo expone una estructura transitoria, dado que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico continúa en vigencia hasta la expedición de una nueva ley del sector.

2.2. MODIFICACIONES AL MARCO LEGAL Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Como ya fue descrito en el capítulo 1, durante varios años el sector eléctrico ecuatoriano operó en condiciones poco favorables, debido, entre otras causas, a la inestabilidad económica del país así como también por la injerencia política dentro del sector, estas razones derivaron en los problemas que fueran descritos en el punto 1.6. El 28 de septiembre de 2008, el pueblo ecuatoriano, aprobó una nueva Constitución, la cual en su capítulo quinto establece que 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.

Además se estableció como uno de los sectores estratégicos al sector energético otorgando la exclusiva responsabilidad del servicio público de suministro de energía eléctrica al Estado; para lo cual, se contempló la creación de empresas públicas y delegando excepcionalmente esta responsabilidad a empresas mixtas, privadas y/o de economía popular y solidaria.

En la nueva Constitución se establece que los nuevos proyectos energéticos deben tener la más alta participación ciudadana, en particular en los aspectos de opinión sobre los estudios de impacto ambiental de los proyectos de producción y transporte de electricidad. Los ciudadanos deben de vigilar que se cumplan con los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad, según normas que se establezcan para todas las regiones del país.

2.2.1. REFORMAS A LA LEY DEL RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Para el correcto funcionamiento del nuevo esquema de organización del sector se realizaron reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y se expidió La Ley Reformatoria de la LRSE, que fue publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de septiembre de 2006.

Principales reformas que se realizaron a la LRSE:

- La Presidencia de la Republica, mediante el Ministerio de Energía y Minas formulara las políticas del sector eléctrico, así como la elaboración del Plan Maestro de Electrificación, para ello, el Estado delegará al CONELEC el desarrollo y ejecución de la política del sector eléctrico.
- Los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica serán ejecutados directamente por el Estado, sea con recursos propios o asociados con empresas especializadas.
- Las personas naturales o jurídicas que empleen métodos fraudulentos para proveerse del servicio eléctrico, en perjuicio de las empresas distribuidoras, serán multadas con el 300 % del valor de la refacturación del último mes de consumo.

Con estas reformas el Estado se hace responsable de establecer las políticas del sector eléctrico, así como la ejecución de proyectos para la generación eléctrica. En otra de sus reformas se busca disminuir las pérdidas no técnicas a través de la penalización.

2.2.2. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR 2008

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

La constitución se encuentra integrada de nueve títulos, en el titulo sexto (Régimen de desarrollo), capitulo quinto describe a los "Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas", a continuación se explica los artículos que conforman el mismo.

2.2.2.1. Articulo 313 y 314

El Estado es el único encargado de administrar, regular, controlar los sectores estratégicos (energía en todas sus formas), conforme los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

El Estado es el responsable de la provisión del servicio público de energía eléctrica, garantizando la obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. La tarifa por este servicio público, será equitativa y se establecerá su control y regulación.

2.2.2.2. Articulo 315

El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de los sectores estratégicos y/o la prestación de los servicios públicos, dichas empresas públicas estarán bajo control y regulación de los organismos competentes de la administración pública o gobierno central, que tengan dicha atribución legal.

2.2.2.3. Articulo 316

El Estado podrá delegar a empresas mixtas en las cuales sea accionista mayoritario, o excepcionalmente a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades en los sectores estratégicos y/o la prestación de los servicios públicos, en los casos contemplados en la ley de la materia o sector pertinente.

Es decir el Estado puede delegar la actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas mixtas, o excepcionalmente a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria.

2.2.2.4. Articulo 317 y 318

Que los recursos naturales no renovables corresponden al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.

Que el agua es patrimonio nacional estratégico de uso público, dominio inalienable e imprescriptible del Estado, prohibiendo cualesquier forma de privatización del agua.

En pocas palabras estos artículos referencian al Estado como titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica.

2.2.3. MANDATO CONSTITUYENTE No. 15

El Estado a través de la Asamblea Nacional Constituyente, expidió el Mandato Constituyente No. 15, el 23 de julio de 2008, siendo jerárquicamente superior a cualquier otra norma de orden jurídico que se oponga.

El Mandato busca corregir los errores que han venido ocurriendo con el pasar de los años, en donde aparece como principal responsable el uso de un "Modelo de Mercado de Libre Competencia" para el sector eléctrico, que fue aprobado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico del año 1996.

Los cambios principales que propuso el Mandato No. 15 se exponen a continuación:

- Establecimiento de la tarifa única y la eliminación del concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación [1], asimismo en el artículo se menciona que el Estado es el encargado de cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución.
- El déficit tarifario provocado por la aplicación de la tarifa única será cubierta por el Ministerio de Finanzas [2].
- Eliminación del cargo del 10 % para el FERUM, realizada por los generadores y distribuidores a los consumidores de categoría comercial e industrial [3].
- Eliminación de las cuentas por cobrar y pagar de los siguientes rubros: compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación, entre las empresas de generación, distribución y transmisión en las que el Estado es accionista mayoritario [4].
- Eliminación de la deuda que las empresas de generación, transmisión y distribución tienen con Petroecuador, por concepto de compra de combustible [5].

2.2.4. REGULACIONES PARA IMPLEMENTAR EL MANDATO CONSTITUYENTE N°15

Para la correcta aplicación del Mandato Constituyente No. 15, el CONELEC como ente regulador del sector eléctrico emitió las Regulaciones No 006/08, No. 013/08 y No. 004/09, teniendo como principal objetivo, el de establecer los mecanismos regulatorios para la aplicación de la tarifa única.

2.2.4.1. Regulación No. CONELEC 006/08 (Aplicación del Mandato Constituyente No. 15)

Esta Regulación entró en vigencia el 12 de agosto de 2008 y determina los principios regulatorios para la aplicación de una tarifa única por parte de las empresas eléctricas de distribución, hacia sus usuarios finales según el tipo de consumo de energía eléctrica.

Para la aplicación del Mandato Constituyente No 15, se definen nuevos criterios comerciales para el funcionamiento del mercado eléctrico, además se crean lineamientos regulatorios para el cálculo de la tarifa eléctrica y a su vez detalla el mecanismo de coordinación con el Ministerio de Finanzas.

La Regulación 006/08 se halla integrada de tres capítulos, el primero presenta los aspectos generales, el segundo los principios para el cálculo de tarifas y por tercero el funcionamiento del mercado, a continuación se analiza los capítulos dos y tres.

[1] Mandato Constituyente No. 15, Artículo 1
[2] Mandato Constituyente No. 15, Artículo 2
[3] Mandato Constituyente No. 15, Artículo 3
[4] Mandato Constituyente No. 15, Artículo 6
[5] Mandato Constituyente No. 15, Artículo 10

Capítulo II (Principios para el cálculo de tarifas)

- La tarifa eléctrica se encuentra compuesta de los siguientes costos: precio referencial de generación, costo del sistema de trasmisión, costo del sistema de distribución.
- En el literal 5 se presentan los aspectos para el cálculo de la componente de generación, del costo de trasmisión y del componente de distribución.
- El CONELEC con base a la información dada por los generadores, trasmisores y distribuidores, procede a determinar una tarifa única a nivel nacional, aplicada por todas las empresas distribuidoras para cada tipo de consumo, exceptuando a aquellas que posean una tarifa inferior a la tarifa única.
- La aplicación de la tarifa única ocasiona un déficit en las empresas distribuidoras donde la tarifa aplicada es inferior a la tarifa propia (costos propios). El CONELEC comunicara anualmente al Ministerio de Finanzas, los valores que provoquen un déficit, ocasionados por la aplicación de la tarifa única, a fin de que estos valores sean incluidos en el Presupuesto General del Estado para su posterior desembolso en forma mensual a través del Ministerio de Finanzas.
- El CONELEC determinara anualmente el pliego tarifario, entrando en vigencia el 1 de enero del año siguiente de su emisión.
- El desembolso mensual del Ministerio de Finanzas deberá ser oportuno, para evitar la iliquidez en las empresas generadoras termoeléctricas que requieren abastecerse de combustible anticipadamente, para ello el CONELEC con la ayuda del Ministerio de Electricidad coordinara todas las acciones requeridas.

Capítulo III (Funcionamiento de mercado)

- Para la planificación de la operación del sistema, el CENACE seguirá aplicando la normativa vigente en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reglamentos.
- En el mercado eléctrico mayorista se suscribirán contratos regulados a plazo entre generadores privados y distribuidores, entre generadores en los que el Estado participe y los distribuidores, además se pactaran libremente contratos a plazo entre generadores privados y grandes consumidores debidamente facultados.
- Los contratos regulados a plazo pactados por los generadores serán liquidados por el total de su producción real de energía eléctrica y serán asignados a todas las empresas de distribución en proporción a su demanda regulad, además contemplaran un cargo fijo por su disponibilidad y un cargo variable en función de su producción y tendrán la duración mínima de un año.
- En el mercado de corto plazo (mercado ocasional), se liquidara la producción de los generadores privados que no posean contratos regulados con los distribuidores.
- En el literal 17 de la presente regulación se determinan los aspectos para la liquidación comercial de las transacciones de los distintos tipos de contratos.

2.2.4.2. Regulación No. CONELEC 013/08 (Regulación Complementaria No. 1 Para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15)

Esta Regulación entró en vigencia el 27 de noviembre de 2008, parar aplicar las disposiciones expuesta en el Mandato Constituyente No. 15 y complementar la Regulación No. CONELEC 006/08, de forma especial en los temas que hacen referencia al funcionamiento del mercado eléctrico.

Esta Regulación define reglas comerciales complementarias para el funcionamiento del mercado eléctrico y a su vez establece la normativa necesaria para los contratos regulados entre los distintos agentes del mercado, la Regulación se halla compuesta de nueve capítulos los cuales se analizan a continuación.

Capítulo 1 (Aspectos generales)

- Este capítulo expone el objetivo, el alcance y la definición de aspectos empleados en la Regulación.

Capítulo 2 (Funcionamiento del mercado eléctrico)

- El Mercado Eléctrico se encuentra integrado por agentes jurídicamente calificados, los cuales se dedican a la actividad de generación, autogeneración, al servicio público de trasmisión, distribución y comercialización, los grandes consumidores y aquellos que realizan la actividad de exportación e importación de energía.
- En el Mercado Eléctrico se abarcan todas las transacciones pactadas entre sus agentes, a través de contratos de corto y largo plazo, así como las transacciones internacionales de electricidad.
- Solo los excedentes de la producción de los autogeneradores es considerada para la comercialización y contemplan un solo componente o cargo variable para su liquidación.

Capítulo 3 (Transacciones de corto plazo)

- En el mercado de corto plazo o mercado ocasional se liquidarán solo los remanentes de la producción de los generadores.
- Los precios en el mercado eléctrico serán fijados en función del costo horario de la energía, costo de potencia, costo de pérdidas de trasmisión y costos de servicios complementarios, estos costos se encuentran definidos en los puntos 11, 12, 13 y 14.

Capítulo 4 (Contratos de largo plazo)

- Los contratos son realizados por agentes dedicados a la actividad de generación, autogeneración, distribución y grandes consumidores.
- Los contratos establecidos entre las empresas de generación o autogeneración y distribución deberán considerar que la producción neta de energía debe asignarse en forma proporcional a su demanda regulada.

- Los contratos regulados tomaran en consideración dos componentes, el cargo fijo[6] y el cargo variable o costo variable [7].
- Los contratos serán registrados en el CENACE en un plazo de cinco días posteriores a su celebración, la Corporación dispondrá de diez días para su análisis, el contrato entrara en vigencia, el primer día del mes siguiente en la que se realizó el análisis.

Capítulo 5 (Liquidación de las transacciones en el mercado)

- El CENACE será el encargado de liquidar todas las transacciones comerciales del Mercado Eléctrico, además determinara los importes que deben percibir y abonar los agentes del mercado.
- Para los agentes generadores, la transacción de energía de corto plazo es determinada como la diferencia entre la energía neta producida y la energía contratada por estos generadores.
- Para los agentes consumidores (distribuidores y grandes consumidores), la transacción de energía de corto plazo es determinada entre la diferencia de la energía consumida (demanda regulada para las empresas distribuidoras o demanda comercial para los grandes consumidores), y la energía contratada por los mismos.
- Para la valoración económica de la energía de corto plazo, se aplicará el costo horario de la energía.
- El punto 22 de la presente Regulación designa criterios para la liquidación de la Potencia Remunerad Puesta a Disposición (PRPD) y de los servicios complementarios.
- La liquidación de las pérdidas de energía totales de transmisión serán valoradas con el costo horario de la energía, siendo asignadas en forma proporcional a la demanda regulada (distribuidores), demanda comercial (grandes consumidores) y consumos propios de autogeneradores.
- En cuanto a la liquidación singularizada, las obligaciones y derechos comerciales relacionados a las transacciones de corto plazo, contratos regulados y producción de la generación no escindida, serán fijadas por el CENACE, singularizadas para cada uno de los agentes participantes del mercado.

Capítulo 6 (Generación no escindida)

- El despacho económico de las unidades de generación de propiedad de las empresas dedicadas a la distribución y comercialización, será realizado a través de los costos variables de producción, con el sistema empleado para los generadores del mercado.
- La valoración de la producción de la generación no escindida, será cubierta por las empresas de distribución en forma proporcional a su demanda regulada.

[6] El cargo fijo será determinado por el costo de la recuperación de la inversión, administración y mantenimiento y será liquidado independientemente si el generador es o no despachado.

[7] El cargo variable o costo variable de producción será determinado conforme a la regulación No. CONELEC 003/03 y será liquidado de acuerdo a la producción de energía eléctrica medida.

Capítulo 7 (FERUM)

- El financiamiento del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) es realizado con los recursos del Presupuesto General del Estado, el Ministerio de Finanzas es el encargado de la entrega de estos recursos, en base a los planes de inversión aprobados por el CONELEC.
- Los valores económicos del déficit operacional de generación de los sistemas aislados será cubierto por el Ministerio de Finanzas, en base a la información reportada al CONELEC por las empresas de distribución encargadas de dichos sistemas.

Capítulo 8 (Planes de expansión)

- La expansión del Sistema Nacional de Trasmisión será planificada por la empresa encargada de la prestación del servicio público de trasmisión, con la coordinación del CENACE y con un horizonte de 10 años, con el objetivo de atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares establecidos en la normativa regulatoria tanto de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, el CONELEC será el encargado de la aprobación para formar parte del Plan Maestro de Electrificación.
- La expansión de los sistemas de distribución, serán planificados y realizados por las empresas que prestan el servicio público de distribución y comercialización, con un horizonte de 10 años, para atender la creciente demanda y cumpliendo los estándares de calidad de servicio, de igual manera, el CONELEC será el encargado de la aprobación para formar parte del Plan Maestro de Electrificación.
- El CONELEC supervisara los proyectos de expansión de la transmisión y distribución para que estos se ajusten a los términos en que fueron aprobados.

Capítulo 9 (Energías renovables no convencionales)

- El despacho preferencial de las unidades generadoras que emplean energías renovables no convencionales, no debe superar el 6 % de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado eléctrico.
- En el cálculo de la componente de generación se incluirá la producción y liquidación de las energías renovables no convencionales, no superando el 6 % de la capacidad instalada y operativa de las unidades de generación del mercado.

2.2.4.3. Regulación No. CONELEC 004/09 (Regulación Complementaria No. 2 Para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15)

Esta Regulación se encuentra vigente desde el 6 de agosto de 2009 y establece los parámetros regulatorios para el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano, así como el análisis de los diferentes costos para la fijación de la tarifa, contemplando la intervención de nuevas empresas y los principios instaurados e las Regulaciones CONELEC Nos. 006/08 y 013/08.

La Regulación No. 004/09 crea mecanismos alternativos de contratación regulada, para los agentes generadores y autogeneradores de capital privado, a su

vez determina los criterios para la participación de las empresas integradas dentro del mercado eléctrico, además, crea las reglas comerciales adicionales para la liquidación de las transacciones en el mercado.

En lo relacionado con las empresas fusionadas, se complementan los aspectos tarifarios, y establece modificaciones de la normativa vigente, con el fin de armonizar con los principios constantes en la Constitución y el Mandato Constituyente No. 15. A continuación se analiza el contenido de cada uno de los capítulos que constituyen esta Regulación.

Capítulo 1 (Aspectos generales)

- Este capítulo expone el objetivo, el alcance y la definición de aspectos utilizados en la Regulación.

Capítulo 2 (Contratación regulada)

- Los contratos regulados de largo plazo de compraventa de energía son realizados conforme lo descrito en las Regulaciones CONELEC Nos. 006/08 y 013/08.
- Los generadores podrán elegir un nuevo mecanismo de contratación regulada que tiene tres componentes: Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD), cargo variable o Costo Variable de Producción (CVP), y el Cargo Variable Adicional (CVA).
- Los autogeneradores utilizaran dos tipos de contratación: contratos libremente acordados con grandes consumidores debidamente facultados y contratos regulados pactados con distribuidores en forma proporcional a la demanda regulada.
- La oferta de los autogeneradores consideran un componente, fijado en función de: capacidad total de generación, consumo propio total, información económica y pronóstico de su producción.
- Si la producción excedente del autogenerador es menor a 1MW, la comercialización se realizara a través de convenios con la distribuidora a la cual se encuentre conectada o acogerse al esquema de precios preferentes en el caso de energías renovables no convencionales.
- El despacho económico de los autogeneradores se lo realiza a través de dos procedimientos: Con toda su capacidad de generación (mayor a 1 MW) y su consumo propio se encuentre físicamente separado de la central de generación, con la capacidad de generación excedente (mayor a 1 MW) y su consumo propio este físicamente junto a la central de generación.

Capítulo 3 (Empresas integradas)

- Las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización donde el Estado posee capital mayoritario, podrá realizar actos societarios, con la posibilidad de que una misma empresa ejecute actividades diferentes de la industria eléctrica.

- Los índices de calidad de servicio seguirán aplicándose en cada una de las actividades del sector eléctrico, independiente de la integración de más de una actividad del sector eléctrico en una misma empresa.

Capítulo 4 (Aspectos comerciales)

- En el punto 16 de la presente Regulación se establecen los criterios para la liquidación de las transacciones de empresas integradas.
- En el caso de que un autogenerador no pudiese abastecer sus consumos propios de energía (total o parcial), deberá compra en el mercado de corto plazo al costo horario de la energía.
- Los generadores termoeléctricos no consideran el Impuesto al Valor Agregado (IVA) del combustible en las declaraciones de los costos variables de producción, la devolución de dicho valor se realizara conjuntamente con la liquidación que realice el CENACE en base a la producción de los generadores.

Capítulo 5 (Aspectos tarifarios)

- El punto 22, 23, 24 y 25 se presenta los aspectos parar el estudio de costos de empresas integradas, para el sistema uniforme de cuentas, para la administración del fondo de reposición y para el depósito en garantía de los clientes regulados.

Capítulo 6 (Documentos habilitantes)

- El CONELEC suscribirá un Contrato de Licencia con las nuevas empresas[8] , constituyendo un documento que habilite, para que estas nuevas empresas participen en el mercado eléctrico.

2.3. POLÍTICA ENERGÉTICA Y FUSIONES DE EMPRESAS

2.3.1. POLÍTICAS GUBERNAMENTALES REFERENTES AL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Debido a que la intencionalidad de la Constitución Política del Ecuador se orienta a alcanzar mejores condiciones de vida para su población[9] y además de que la responsabilidad del suministro eléctrico es del Estado a través de sus instituciones públicas, las modificaciones introducidas por el Mandato Constitucional No. 15 conllevan una serie de políticas destinadas a mejorar la eficiencia energética de cada uno de los actores del sector, para lo cual se plantearon algunos principios tales como:

- Beneficio social.
- Protección del medio ambiente.
- Uso racional y eficiente de la energía.

[8] Empresas conformadas de la fusión de las empresas donde el Fondo de Solidaridad es el accionista mayoritario.

[9] Constitución Política del Ecuador 2008, Articulo 3.

- Seguridad, soberanía, autosuficiencia energética.
- Incremento de la cobertura a precios socialmente justos.
- Elevación de los estándares de vida.

Con la finalidad de posibilitar la aplicación de estos principios, se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), organismo que dicta, supervisa y controla la aplicación de las políticas que en materia de energía eléctrica se planteen desde el gobierno.

2.3.2. EL MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE (MEER)

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 475 de 9 de julio de 2007, publicado en el Registro Oficial No. 132 de 23 de julio de 2007, se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

El MEER es el organismo rector del sector eléctrico y de energía renovable, encargado de satisfacer los requerimientos de energía eléctrica del país, mediante la creación de normativas, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos, asimismo garantizara la cobertura plena del servicio de electricidad y el desarrollo de energías renovables de calidad, procurando la soberanía energética, con responsabilidad social y ambiental, a continuación se presentan los objetivos planteados por el Ministerio:

- Incrementar la cobertura nacional del servicio eléctrico.
- La planificación de la matriz energética.
- Priorizar el uso de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.
- Fortalecer y transformar las instituciones del sector eléctrico.
- Promover el uso eficiente y racional de la energía eléctrica[10].

El MEER interviene en el sector eléctrico mediante la Subsecretaria de generación y transmisión de energía, Subsecretaria de distribución y comercialización de energía y la Subsecretaria de energía renovable y eficiencia energética, que propondrán y promoverán las políticas y estrategias para el cumplimento de los objetivos del Ministerio.

2.3.3. FUSIONES EMPRESARIALES DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.3.3.1. Corporación Nacional de Electricidad (CNEL)

El Fondo de Solidaridad, accionista mayoritario de las empresas de generación, trasmisión y distribución de energía eléctrica, fusionó a diez empresas de distribución en la denominada Corporación Nacional de Electricidad (CNEL): Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayas–Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos, según las disposiciones emanadas por el Mandato Constituyente No. 15, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del sector eléctrico y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución. La Corporación entro en operación el 10 de marzo de 2009, como empresa distribuidora bajo la autorización del CONELEC.

[10]Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Objetivos, www.energia.gob.ec/objetivos/.

El objetivo principal de CNEL, es el revertir los malos indicadores de gestión, que históricamente mantenían las empresas fusionadas, para ello se implementaron las siguientes políticas:

- Mantener, expandir y mejorar el sistema de distribución.
- Fomentar el hábito de la planificación dentro de la Corporación.
- Optimizar los costos fijos y variables.
- Reducir constantemente las pérdidas de energía.
- Aumentar la recaudación sobre la base de una facturación y gestión de cobro óptimas.
- Homologar y optimizar procesos y procedimientos[11].

Gestión de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL)

En la Tabla 2.1 [12]se observa el porcentaje o índice de gestión concerniente a las pérdidas y recaudación por la venta de energía eléctrica en los sistemas de distribución, tanto de las empresas que conforman CNEL, como en las empresas que funcionan de forma independiente.

	ÍNDICES DE GESTIÓN AÑO 2009		ÍNDICES DE GESTIÓN AÑO 2012	
Empresa	Pérdidas de Energía (%)	Recaudación por Venta de Energía (%)	Perdidas del Sistema de Distribución (%)	Recaudación por Venta de Energía (%)
Ambato	9,04	98,56	7,63	98,56
Azogues	5,21	86,88	4,88	96,65
Centro Sur	6,02	99,84	6,78	95,83
CNEL-Bolívar	16,70	58,99	11,33	90,71
CNEL-El Oro	20,49	90,12	17,44	98,03
CNEL-Esmeraldas	26,90	59,89	25,25	85,83
CNEL-Guayas-Los Ríos	25,21	91,66	21,04	100,69 (*)
CNEL-Los Ríos	27,50	65,99	27,93	89,12
CNEL-Manabí	37,24	75,68	26,95	94,89
CNEL-Milagro	23,22	95,93	21,63	95,91

[11]Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), Políticas, www.cnel.ec/politicas.html.

[12]Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2009, p. 202, 232, 233, 234.

Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Estadísticas del Sector Eléctrico, http://www.conelec.gob.ec/indicadores/

CNEL-Santa Elena	18,04	90,67	17.25	94,57
CNEL-Santo Domingo	13,03	101,20 (*)	13,84	97,92
CNEL-Sucumbíos	27,11	87,37	18,42	90,08
Cotopaxi	9,34	96,60	6,03	92,13
Eléctrica de Guayaquil	18,65	101,70 (*)	13,83	97,66
Galápagos	7,57	98,50	7,61	96,05
Norte	10,74	92,39	9,98	98,95
Quito	7,21	99,21	6,60	98,66
Riobamba	14,61	99,46	11,91	93,25
Sur	12,07	89,21	10,48	93,87
TOTAL	17,31	94,45	13,63	98,64
(*) Valores superiores al 100%, debido a la inclusión de valores adeudados en años anteriores.				

Tabla 2.1: Índices de gestión año 2009-2012.

Los índices de pérdidas de energía durante los periodos 2009- 2012 fueron los siguientes:

- Periodo 2009: CNEL 26,50 %, Empresas independiente 12,53 %
- Periodo 2012: CNEL 20,10 %, Empresas independiente 8,57 %

Los índices de recaudación por la venta de energía durante los periodos 2009-2012 fueron los siguientes:

- Periodo 2009: CNEL 86,30 %, Empresas independiente 96,23 %
- Periodo 2012: CNEL 98,77 %, Empresas independiente 98,51 %

Durante el funcionamiento de CNEL, periodo 2009-2012, el índice de pérdidas de energía eléctrica ha disminuido 6,4 % y el índice de recaudación por la venta de energía ha sufrido un incremento 12,47 %. Estas cifras indican que los índices de gestión en sus empresas integrantes han mejorado, pero aún no han logrado alcanzar los valores óptimos para el funcionamiento.

2.3.3.2. Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP)

El 13 de enero de 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A, con la fusión de las empresas de generación: S.A., HIDROAGOYAN S.A., ELECTROGUAYAS S.A., TERMOESMERALDAS S.A., TERMOPICHINCHA S.A. y la empresa de transmisión de electricidad: TRANSELECTRIC S.A. Mediante el Decreto Ejecutivo No. 220, expedido el 14 de enero del 2010, la CELEC S.A pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, la misma que subroga en todos los derechos y obligaciones las de CELEC S.A. e HIDRONACION S.A. Actualmente, con los activos en servicio de la empresa Machala Power, que pasaron a ser parte de CELEC EP, se conformó una nueva unidad de negocios denominada Termogas Machala.

Capacidad Instalada de CELEC EP

A diciembre de 2011, la capacidad instalada a nivel nacional fue de 5.231,90 MW[13], de los cuales 3.084,7 MW (58,95 %) pertenecen a CELEC EP y 2.147,2

[13] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Año 2011. Pag 45

MW (41,04 %) a empresas independientes, el 86,19 % de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por seis grandes centrales: Paute Molino, Mazar, San Francisco, Marcel Laniado, Agoyán y Pucará, de estas solamente la central Marcel Laniado pertenece a la vertiente del Pacífico, y conjuntamente con Mazar, que pertenece a la vertiente del Amazonas, son las centrales que poseen los embalses más representativos del sistema eléctrico nacional.

El embalse de Mazar cuenta con un volumen total de almacenamiento de 410 hm^3, y un volumen útil de 309 hm^3, permitiendo una mejor operación de la cadena Mazar-Molino, debido al embalse, y así contar con mayores reservas energéticas durante los meses de estiaje.

El embalse de la central Marcel Laniado (presa Daule Peripa), de 6.000 hm^3, es el de mayor volumen en el país y, gracias a que se encuentra ubicada en la vertiente del Pacifico, presenta un régimen hidrológico cuasi-complementario con las otras centrales situadas en la vertiente amazónica.

En la Tabla 2.2 se aprecian las centrales de generación que constituyen CELEC EP, con su respectiva capacidad instalada.

Unidad de Negocio	CENTRAL	Capacidad (MW)	Tipo	Total (MW)
Hidropaute	Paute	1.100	Hidro	1.926
	Mazar	160		
Hidroagoyan	Agoyán	156		
	Pucará	73		
	San Francisco	224		
Hidronación	Marcel Laniado	213		
Termoesmeraldas	Esmeraldas	132	Vapor	411
Electroguayas	Trinitaria	133		
	Gonzalo Zevallos	146		
	Santa Elena	90,1	MCI	90,1
	Pascuales	96	Gas	451.8
	Pascuales II	132		
	Gonzalo Zevallos TG4	20		
Termogas Machala	Gas Machala	132		
Termopichincha	Miraflores TG1 Manta	22		
	Santa Rosa 1,2,3_16.6MW c/u	49,8		
	La Propicia 1 y 2=3.6 MW c/u, U3=2MW	9,2	MCI	195.8
	Miraflores: (U7, 8, 16, 18, 22, 9, 10, 13, 14, 15, 3)=2MW c/u (U11,U12)=5MW c/u	32		
	Guangopolo (1,2,3,4,5,6) =5.1 MW c/u_ U7=1.6MW	32,2		
	Manta II	20,4		
	Quevedo	100		
TOTAL DE GENERACION INSTALADA (MW)				3084,7

Tabla 2.2: Capacidad instalada CELEC EP.[9]

Caso Machala Power

La central Machala Power inició su operación en 2002, funciona con el gas que se extrae del Golfo de Guayaquil (plataforma "Campo Amistad"). La planta genera más de 130 MW repartidos en dos turbinas. La central está ubicada en la población de Bajo Alto, en El Oro.

En julio de 1996 la empresa Energy Development Corporation (EDC), propietario de la central termoeléctrica, firmó un contrato para la exploración y explotación del gas en el Golfo de Guayaquil.

El gas es trasladado hasta la planta de procesamiento que se encarga de tratarlo, deshidratarlo y pasarlo a la central, la cual requiere de 35 millones de pies cúbicos de gas diariamente para mantener su producción.

El 9 de julio de 2011, el Estado toma posesión de la plataforma "Campo Amistad" y la termoeléctrica Machala Power (actualmente Unidad de Negocio Termogas Machala[14]), tras el pago de 74 millones de dólares a la empresa EDC.

Posteriormente se trasladaron 6 turbinas de 20 MW que utilizan diésel como combustible, a la central de Generación Termogas Machala, para que operen utilizando gas natural entregado por PETROECUADOR EP.

Con la compra de la plataforma Campo Amistad y de central Machala Power, se produjeron grandes beneficios entre estos podemos mencionar:

- Ahorro de 100 millones de dólares al año por sustitución de diésel con gas natural en la generación de energía eléctrica.
- Diversificación de la matriz energética que permitirá un significativo ahorro de recursos.
- Los habitantes de la comunidad Bajo Alto usaran el sistema de gas por tubería para el consumo doméstico.
- Recuperación de la soberanía y dignidad del Ecuador, al recuperar gas que se extraía del golfo.

2.4. SITUACIÓN ACTUAL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.4.1. GENERACIÓN

La Tabla 2.3 presenta la evolución de la potencia efectiva de las centrales de generación a nivel nacional, la cual está basada en su fuente de obtención.

El Ecuador a diciembre de 2012 cuenta con 5.118,2 MW de potencia efectiva con una variación de 3,9 % respecto al año anterior. En lo referente a la potencia efectiva de la interconexión con Colombia es de 525 MW y con Perú 110 MW.

[14]Mediante RESOLUCTÓN No. CELEC EP-GG-2011-143 del 21 de junio del 2011 se resuelve: "Art. 1.- Crear como área administrativa – operativa de la empresa pública estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, la Unidad de Negocio Termogas Machala, con domicilio en la ciudad de Machala.".

Potencia efectiva nacional (MW)									
Año	Renovable				No Renovable			Total	Variación (%)
					Térmica				
	Hidráulica	Solar	Eólica	Térmica Turbo-vapor*	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%

(*) Hace referencia a las centrales de las empresas azucareras que emplean como combustible bagazo de caña.

Tabla 2.3: Potencia por tipo de energía y tipo de central (diciembre 2012)..[10]

Además, en la Tabla 2.3 se observa que 2.776,7 MW corresponde a la Energía No Renovable, es decir, que en el Ecuador aún existe una alta dependencia de los derivados y productos del petróleo.

El Gobierno tiene una participación más activa en el sector eléctrico según lo promulgado en el Mandato Constituyente No. 15, en lo referido al desarrollo y ejecución de los nuevos proyectos del sector.

El Estado ha invertido 4.983 millones de dólares[15] en los nuevos proyectos de generación eléctrica, que planean duplicar la capacidad actual de generación hidráulica. Los principales proyectos en ejecución son Coca-Codo-Sinclair, Toachi-Pilatón y Paute Sopladora, con una inversión global de 2.800 millones de dólares. En el Apéndice A, se presenta los proyectos de generación eléctrica incorporados recientemente o que se encuentran en construcción sean de capital público o privado.

2.4.2. TRANSMISIÓN

La Unidad de Negocios TRANSELECTRIC, es el encargado de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hacia los centros de distribución, mediante la operación, mantenimiento y expansión del Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

El SNT, a enero de 2012, contaba con 39 subestaciones divididas en:

- 15 con nivel de transformación de 230/138/69 kV.
- 20 con nivel de transformación de 138/69 kV.
- 1 Seccionamiento con nivel de transformación de 230 kV.
- 1 Seccionamiento con nivel de transformación de 138 kV.

[15] El Telégrafo. Ecuador espera duplicar la generación eléctrica en 2016, 4 de enero de 2012, http://www.telegrafo.com.ec/actualidad/item/ecuador-espera-duplicar-la-generacion-electrica-en-2016.html.

PROYECTO	PUESTA EN OPERACIÓN
Sistema de Transmisión Milagro –Las Esclusas 230kV	Septiembre 2012
S/E Pomasqui, instalación reactor 25 MVAR 230 kV	Enero 2012
Sistema de Transmisión Santa Rosa - Pomasqui II, 230 kV	Julio 2013
S/E Ambato, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	Marzo 2013
S/E Mulaló, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	Marzo 2013
S/E El Inga, 230/138 kV	Junio 2013
Sistema de transmisión Nororiente 138 kV; patio de 138 kV	Febrero 2012
S/E Quinindé 138/69 kV	Junio 2013
Sistema de Transmisión Quevedo - Portoviejo (San Gregorio) 138/69 kV.	Junio 2012
Ampliación S/E Cuenca 69 kV, 1 bahía de línea (EE Azogues)	Diciembre 2014
Sistema de Transmisión Milagro - Machala 230 kV	Agosto 2012
Sistema de Transmisión Cuenca - Loja 138 kV	Marzo 2013
Sistema de Transmisión Loja - Cumbaratza 138 kV	Junio 2013
Sistema de Transmisión Plan de Milagro - Macas 138 kV	Diciembre 2012
Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 138 kV	Julio 2013
S/E Dos Cerritos, compensación capacitiva a nivel de 69 kV	Julio 2012
Bahías de emergencia, a 230 kV, 138 kV y 69 kV	Diciembre 2012
Reserva de Subestaciones (Subestación Móvil 138/69 kV)	Abril 2013

Tabla 2.4: Proyectos para la expansión de la trasmisión.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de Electrificación 2012-2021.

- 1 Subestación Móvil con nivel de transformación de 138/69 kV.
- 1 Subestación Móvil con nivel de transformación de 69/13.8 kV.

El anillo troncal de 230 kV con líneas de doble circuito, está constituido por el circuito Molino (Paute), Zhoray (Azogues), Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato), Riobamba, Molino (Paute), que vinculan el principal centro de generación (la central hidroeléctrica Paute), con los dos grandes centros de consumo (Guayaquil y Quito).

Longitud total de las líneas de transmisión:

- 1.285 km en líneas de 230 kV (Doble Circuito)
- 625 km en líneas de 138 kV (Doble Circuito)
- 556 km en líneas de 230 kV (Simple Circuito)
- 625 km en líneas de 138 kV (Simple Circuito)

Para la expansión del sistema de transmisión, se emplea el "Plan de Expansión del SNT", el cual tiene como objetivo, la implementación de una red de transmisión que atienda los requerimientos del crecimiento de la demanda y permita la incorporación de los nuevos proyectos de generación al SNI. En la Tabla 2.4 se presentan los proyectos de expansión que se encuentran en construcción, los cuales se hallan financiados por el Estado, de acuerdo con lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15.

El Gobierno está impulsando el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica, incrementando la capacidad instalada, para evacuar esas altas potencias hacia el SIN, se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, de 500kV.

Con la finalidad de establecer la configuración definitiva del sistema de 500 kV, se contrató al Consorcio ECU500kV para la ejecución de los estudios correspondientes, estos estudios dieron como resultado la construcción de los siguientes proyectos:

- Sistema de transmisión CC Sinclair - El Inga – Daule
- L/T El Inga – CC Sinclair, 500 kV, 125 km, 2 circuitos independientes
- L/T El Inga - S/E Central, 500 kV, 120 km, 1 circuito
- L/T S/E Central - S/E Daule, 500 kV, 180 km, 1 circuito
- L/T S/E Daule - Punto seccionamiento SNT, 230 kV, 10 km, 3 tramos doble circuito
- S/E El Inga 500/230 kV
- S/E Coca Codo Sinclair 500/230 kV
- S/E Daule 230 kV.
- S/E Central 230 kV.

En el Apéndice B, se muestra el diagrama de la configuración final del SNT de 500kV, definido por CELEC EP – TRANSELECTRIC.

2.4.3. DISTRIBUCIÓN

A diciembre de 2012, el total de clientes regulados de las distribuidoras fue de 4.398.594, los cuales se dividen en: 3.853.176 del sector residencial, 48.152 del sector industrial, 211 del alumbrado público, 57.801 otros clientes.

Los clientes no regulados suman 55, de los cuales 54 pertenecen al sector industrial, como un cliente no regulado se les considera a varios clientes del norte de Perú que son atendidos por la E.E. Sur.

En la Tabla 2.5, se aprecia la energía facturada a los clientes finales de las distribuidoras, acorde al tipo de consumo.

Tipo Cliente	Grupo Consumo	Suma de Energía Facturada (MWh)	Suma de Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Regulado	Residencial	5.350.949	504.239.150	9,42
	Comercial	2.955.487	231.385.122	7,83
	Industrial	4.480.504	286.177.318	6,39
	A. Público	882.969	89.755.474	10,17
	Otros	1.261.215	78.055.265	6,19
Total Regulado		**14.931.125**	**1.189.612.328**	**7,97**
No Regulado	Comercial	331	38.146	11,52
	Industrial	317.344	1.904.807	0,60
Total No Regulado		**317.675**	**1.942.953**	**0,61**
Total Nacional		**15.248.799**	**1.191.555.281**	**7,81**

Tabla 2.5: Energía facturada a clientes finales en el sistema de distribución.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de Electrificación 2012-2021.

El gobierno ecuatoriano considerando que el abastecimiento energético para la sociedad es un punto estratégico en el desarrollo de todo el país, ha tenido la necesidad de generar Planes de Expansión de Distribución, estos planes se definen como un conjunto de acciones orientadas a conducir sistemáticamente un proceso de mejoramiento de la distribución, planificando programas de gestión, expansión, mejora y reducción de pérdidas; con una visión de corto, mediano y largo plazo.

El Plan de la Expansión de la Distribución se halla integrado por cuatro planes para aplicación en el corto, mediano y largo plazo:

- **SIGDE.-** El Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución.
- **PMD.-** El Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, se centra en ampliar las redes de distribución, mejorando los índices de calidad, cobertura y reducción de pérdidas.
- **PLANREP:** El Plan de Reducción de Pérdidas, tiene por objetivo mejorar la eficiencia energética del país, contribuyendo a las metas propuestas en el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV).
- **FERUM:** El Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, tiene como finalidad, el desarrollo humano y social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas, y mejorar la calidad de vida de la población.

La aplicación de estos planes o proyectos permitirán mejorar los índices de perdidas, ampliar la cobertura, mejorar la recaudación, calidad, infraestructura y gestión de la distribución.

2.4.4. LA TARIFA ELÉCTRICA

La tarifa eléctrica es el valor que debe pagar el cliente o usuario final regulado, por la energía eléctrica que consume para satisfacer sus diferentes necesidades según su tipo de consumo y nivel de tensión al que se le proporciona el servicio.

En el año 2011 se elaboró el estudio de "Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas Sujetas a Regulación de Precios", que fue aprobado por el CONELEC mediante Resolución No. 013/11 de 17 de marzo de 2011, el cual concibe un costo medio del servicio eléctrico nacional de 8,92 ctvs USD /kWh y un precio medio aplicado de 7,92 ctvs USD /kWh.

La Tabla 2.6 presenta la evolución del costo de servicio eléctrico y cada uno de sus componentes, donde se puede destacar el cambio que sufrió la tarifa eléctrica a partir de agosto de 2008, debido a la aplicación de la tarifa única a nivel nacional dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15.

Periodo		Nov. 2002 - Oct.2003	Nov. 2003 - Mar. 2004	Abr. 2004 - Oct. 2004	Nov. 2004 - Oct.2005	Nov. 2005 - Oct.2006	Ene. 2008 - Jul. 2008	Ago. 2008 - Dic. 2008	Ene. 2009 - Dic. 2009	Ene. 2010 - Dic. 2010	Ene. 2011 - Dic. 2011
						Dic-07					
Precio referencial de generación	PRG	5,81	4,63	4,17	5,94	5,7	5,98	4,68	4,59	4,79	4,65
Componente de energía	PRG(E)	4,5	3,55	3,09	4,99	4,69	4,99	-	-	-	-
Componente de potencia	PRG(P)	1,31	1,08	1,08	0,96	1,01	0,99	-	-	-	-
Tarifa de transmisión	TT	0,76	0,71	0,71	0,69	0,66	0,64	0,47	0,47	0,46	0,53
Valor agregado de distribución*	VAD	3,8	3,82	3,82	4,11	4,44	3,85	3,16	3,17	3,06	3,74
Tarifa media	TM	10,38	9,16	8,69	10,75	10,8	10,47	8,30	8,23	8,31	8,92

* A partir de agosto de 2008 el Valor Agregado de Distribución cambia a Costo del Sistema de Distribución.

Tabla 2.6: Tarifa nacional promedio (ctvs USD /kWh).
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de Electrificación 2012-2021.

Capítulo 3

PROPUESTA DE UN MODELO DE ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN PARA EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realizará una breve descripción de los diferentes modelos que puede adoptar el sector eléctrico, además se explicará el funcionamiento del mercado eléctrico de otros países.

Como parte final se analizará las principales características de operación del sector eléctrico ecuatoriano, para posteriormente definir un nuevo modelo de mercado eléctrico que se acoplará a las condiciones sociales políticas y económicas presentadas en el Ecuador.

3.2. MODELOS PARA LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

3.2.1. MODELO 1: MONOPOLIO VERTICALMENTE INTEGRADO

Este modelo se caracteriza por la existencia de un sistema integrado verticalmente, en un área determinada existe una única empresa eléctrica monopolista que tiene a su cargo la generación, transmisión, distribución y es responsable de la comercialización de electricidad al consumidor final.

Este modelo impide que pueda existir competencia ya que no se tienen más agentes o empresas en el sector y toda la responsabilidad de suministro recae sobre la empresa monopólica.

El ente regulador protege a los consumidores del abuso del poder monopolístico de la empresa eléctrica y también protege a la empresa eléctrica de cualquier posible competencia, mediante barreras que dificulten el ingreso al mercado de

nuevos potenciales competidores. El esquema de este modelo se presenta en la Figura 3.1.

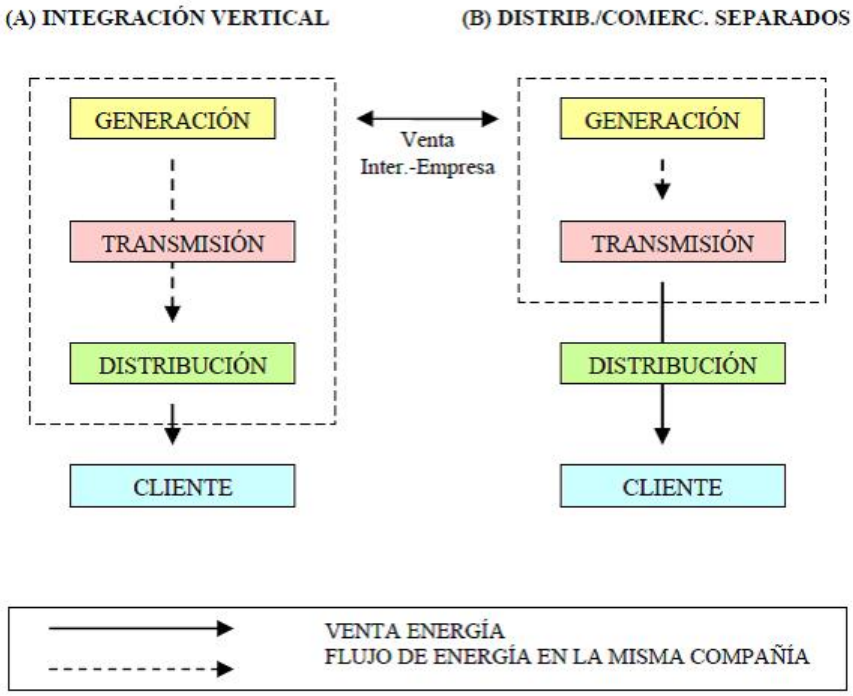


Figura 3.1: Modelo 1: Monopolio Verticalmente Integrado.[3]

3.2.2. MODELO 2: COMPRADOR ÚNICO

Este modelo permite la competencia entre generadores de electricidad, el ingreso de la generación es libre y todos los generadores tienen que competir entre sí para vender su energía eléctrica a la entidad de compra.

La entidad de compra tiene monopolio sobre las redes de transmisión y las ventas de energía eléctrica al por mayor; los generadores no acceden a la transmisión para vender energía eléctrica a los consumidores. Esta entidad puede ser una empresa eléctrica integrada verticalmente, en cuyo caso tendrá el monopolio sobre las ventas de energía eléctrica al por menor; de lo contrario, el agente de compra mantendrá el control de la transmisión pero efectuará ventas en el bloque a una compañía de distribución, la cual tendrá a su vez el monopolio de las ventas al usuario final.

En este modelo, la competencia de generación se da en inversión y operación, y generalmente se compite por obtener contratos para la venta de electricidad a la entidad de compra. El esquema de este modelo se presenta en la siguiente Figura 3.2.

3.2.3. MODELO 3: COMPETENCIA MAYORISTA

El modelo de competencia mayorista, introduce la competencia en el mercado eléctrico, donde se complementa la competencia a nivel de generación permitiendo que las compañías de distribución y los grandes consumidores compren electricidad al por mayor directamente de los generadores.

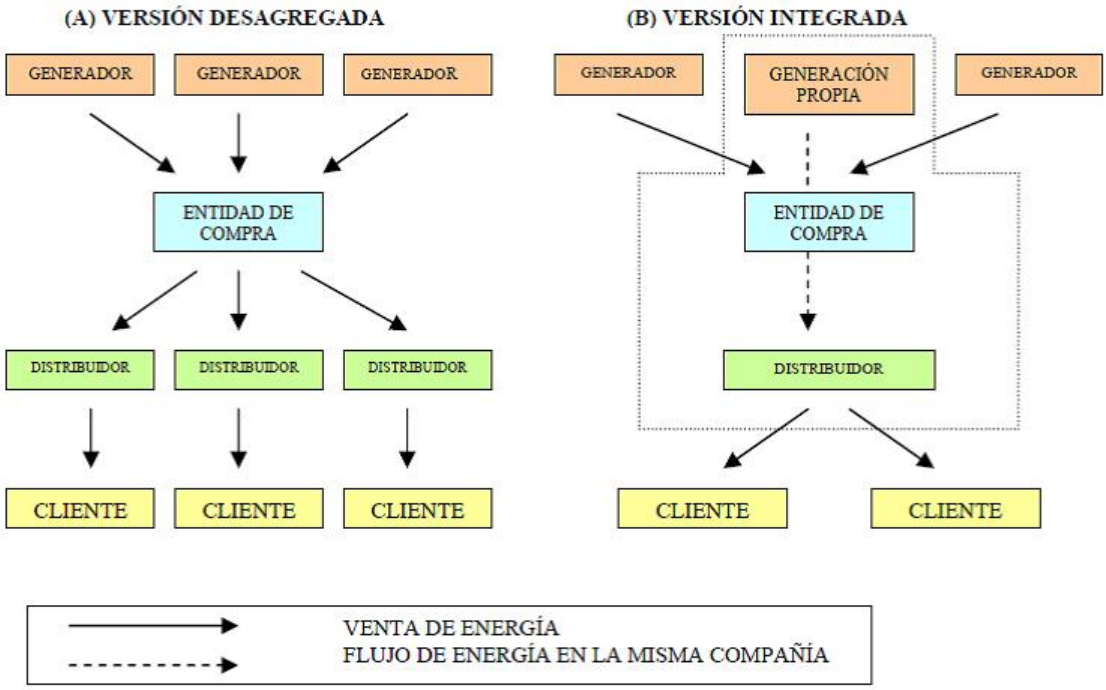


Figura 3.2: Modelo 2: Comprador Único.[3]

En lo referente al transporte de electricidad se tiene un libre acceso a la transmisión, pero la distribución y comercialización continúan siendo monopolio de la compañía de distribuidora. La presencia de un mayor número de compradores hace que los mercados se tornen más competitivos y dinámicos.

La compra de electricidad al por mayor se realiza mediante contratos y en ocasiones en el mercado spot de electricidad, formado a partir del despacho económico y administrado por un operador independiente de mercado. Similar a un mercado de productos, habrá un mercado spot y un mercado a futuro de electricidad (mercado de contratos).

El despacho debe ser centralizado por una entidad independiente o un administrador, que también puede ser responsable del mercado spot; esto significa que la operación de todas las instalaciones de generación y transmisión deberá ser coordinada y dirigida en forma centralizada por un solo organismo u entidad.

Este modelo promueve mayor eficiencia permitiendo que sea el mercado quien elija la fuente para su suministro, las cuales pueden ser seleccionadas a partir de su tecnología, tamaño, o por el tipo de energía primaria que utilizan. Al transferir el riesgo del mercado al generador se posibilita que la operación de los productores sea óptima y económica con lo cual el usuario podría beneficiarse con precios más bajos por la energía. En la Figura 3.3 se esquematiza el funcionamiento de este modelo.

3.2.4. MODELO 4: COMPETENCIA MINORISTA

En este modelo, la distribución sigue siendo un monopolio, pero las ventas de energía eléctrica al por menor están abiertas a la competencia. Los consumidores minoristas pueden ahora elegir a sus proveedores entre generadores, distribuido-

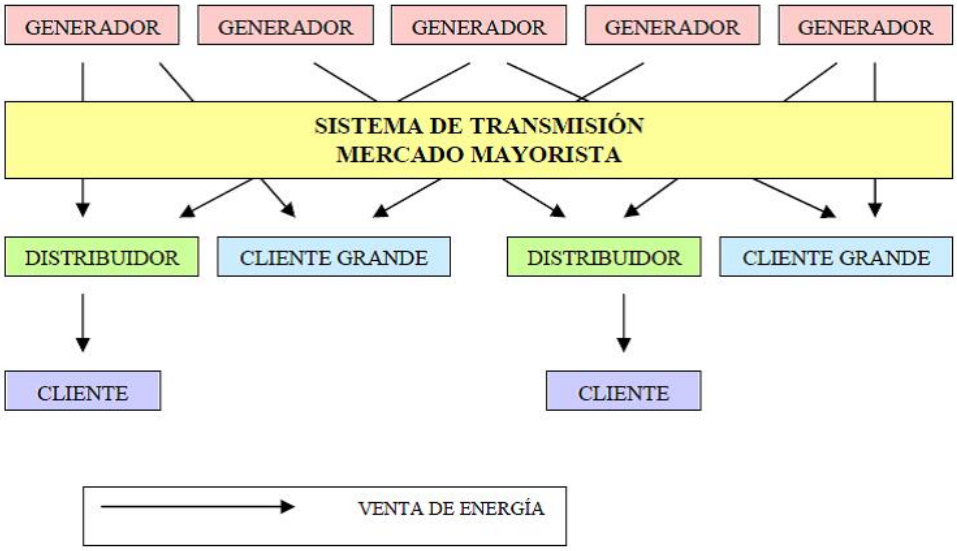


Figura 3.3: Modelo 3: Competencia Mayorista[3]

res[1] o intermediarios, como el comercializador de electricidad. El acceso a las redes de distribución es libre, así como es el acceso a la transmisión, y el distribuidor tiene derecho a recibir una compensación por el uso de su red, como el caso de la transmisión. La competencia minorista determina la incorporación de nuevos costos de transacción en las ventas al por menor (acuerdos de comercialización y medición), con respecto a la competencia, el argumento general está a favor de este modelo. Se espera que con este modelo la competencia mejore los incentivos para lograr mayor eficiencia en la producción y en el consumo, tanto a corto como a largo plazo. La Figuran 3.4 presenta la estructura de este modelo de mercado.

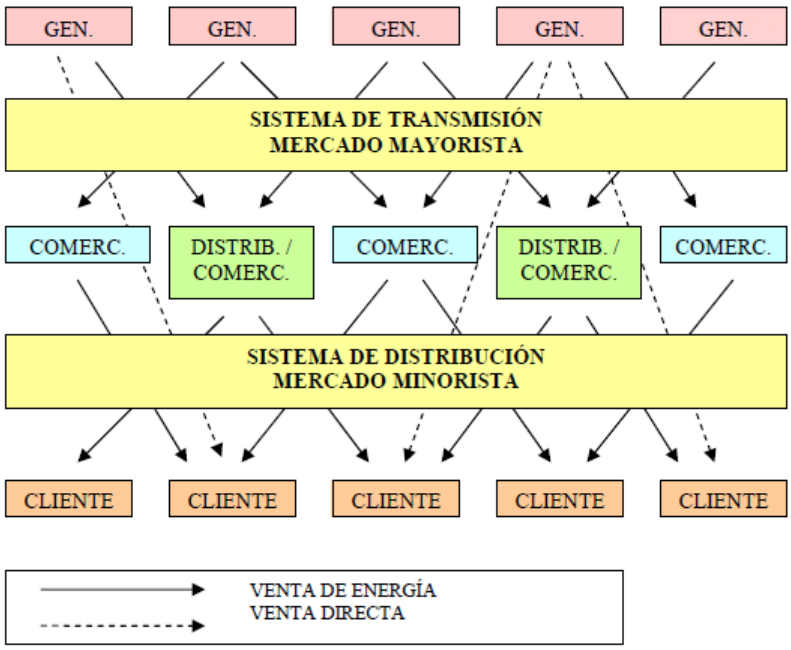


Figura 3.4: Modelo 4: Competencia Minorista – Comercializadores.[3]

[1] Aquellas empresas de distribución que retengan cierta cantidad de clientes cautivos que prefieren comprar la electricidad de forma tradicional a su distribuidora.

3.3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

3.3.1. SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

La reestructuración del sector eléctrico se llevó a cabo mediante la Ley de Servicios Públicos (142) y la Ley de Electricidad (143) de 1994, la nueva estructura o modelo combina la división de actividades, el libre mercado, la participación abierta y la regulación por parte del Estado. Estas Leyes definieron el marco regulatorio para desarrollar un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que entro en funcionamiento el 20 de Julio de 1995, mediante la Bolsa de Energía.

3.3.1.1. Entidades del Sector Eléctrico Colombiano

- **Ministerio de Minas y Energía (MME).-** Establece las políticas y reglas para controlar y promover la exploración, explotación y exportación de minerales e hidrocarburos, la generación, expansión, distribución y suministro del servicio de energía eléctrica, entre otros.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).-** Ente regulador del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio. Está facultado para expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, a regular el uso de las redes de transporte y la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- **Centro Nacional de Despacho (CND).-** Es el responsable de la planeación, supervisión y control de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).¬-** Se encarga del registro de los contratos de energía a largo plazo y es responsable de la liquidación, facturación, cobro y pago de las transacciones comerciales en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- **Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC).-** Es el encargado de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del SIN.
- **Consejo Nacional de Operación (CNO).-** Tiene como objetivo principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea segura, confiable y económica.
- **Comité Asesor de Comercialización (CAC).-** Asiste a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.
- **Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT).-** Creado con la finalidad de asesorar en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN. La Compañía de Expertos en Mercados S.A (XM), tiene a su cargo las funciones del CND, ASIC y LAC.

3.3.1.2. Estructura del Mercado Eléctrico

El Mercado Eléctrico colombiano se halla dividido en: Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual se realizan transacciones comerciales entre generadores y comercializadores; y el mercado minorista, en el cual se atiende al usuario final.

El MEM es un mercado de grandes bloques de energía eléctrica, donde los generadores y comercializadores venden y compran energía, ya sea en el mercado de largo plazo (contratos bilaterales) o en el mercado de corto plazo (spot o bolsa de energía). En el mercado o comercialización minorista existen dos tipos de usuarios: los usuarios regulados y los usuarios no regulados[2]

Los usuarios no regulados pueden abastecerse sea con los comercializadores, generadores o directamente de la Bolsa mediante su propia empresa comercializadora. En la Figura 3.5 se esquematiza la estructura del sector eléctrico y la forma como los diferentes agentes y/o entidades participantes se relacionan.

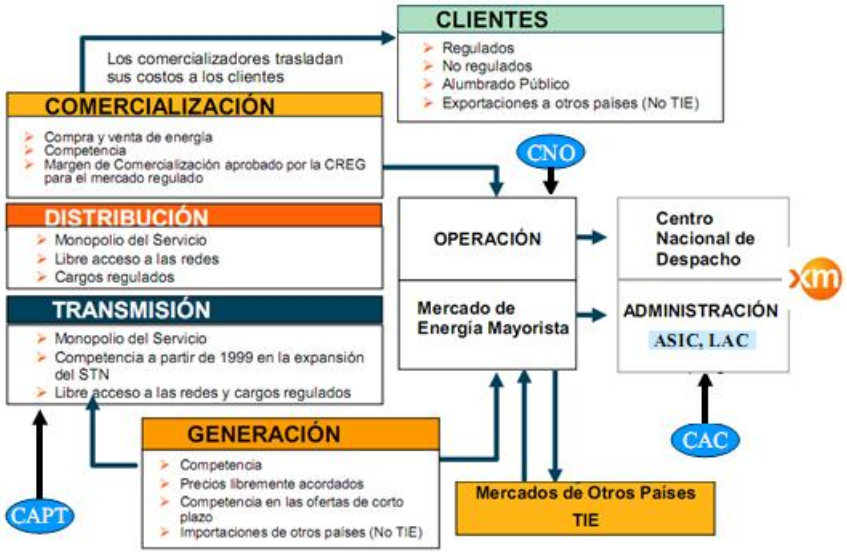


Figura 3.5: Estructura del mercado eléctrico colombiano.[4]

En la Tabla 3.1 se presentan las transacciones de dinero y energía realizadas en el mercado eléctrico colombiano.

[2]Usuarios no regulados.- Son usuarios con una demanda de potencia superior a los 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, estos pueden negociar libremente los costos de la energía. En este nivel de demanda se encuentran los industriales y comerciales que son grandes consumidores. Usuarios regulados.- Son usuarios cuyas compras de energía están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en este nivel se hallan los usuarios comerciales, algunos industriales y los residenciales.

VARIABLES	2010	2011
Energía Transada en la Bolsa de Energía (GWh)	18.251	16.787
Energía Transada en Contratos Bilaterales (GWh)	63.555	62.179
TOTAL DE LA ENERGÍA TRANSADA (GWh)	**81.806**	**78.966**
Precio Medio en Bolsa de Energía (ctvs USD/kWh)	7,36	4,30
Precio Medio en Contratos Bilaterales (ctvs USD/kWh)	6,21	6,66
Valor Transado en Bolsa de Energía (millones USD)	1.735,7	1.228,5
Valor Transado en Contratos Bilaterales (millones USD)	3.947,3	4.146
TOTAL TRANSACCIONES DEL MERCADO (MILLONES USD)	**5.683**	**5.374,5**

Tabla 3.1: Variables del mercado eléctrico colombiano.[11]

3.3.1.3. Capacidad Instalada

La capacidad efectiva neta instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) al finalizar el año 2011 fue 14.420 MW de los cuales 9.185 MW son hidráulicos y 4.545 MW son térmicos, los cuales se aprecian en la Tabla 3.2.

Recursos	MW	%
Hidráulicos	9,185	63.7%
Térmicos	4,545	31.5%
Gas	3,053	
Carbón	991	
Fuel - Oil	314	
Combustóleo	187	
ACPM	0	
Menores	635	4.4%
Hidráulicos	533	
Térmicos	83	
Eólica	18	
Cogeneradores	55	0.4%
Total SIN	**14,420**	**100%**

Tabla 3.2: Capacidad efectiva neta del SIN (diciembre 2011).[11]

3.3.1.4. Transmisión

La transmisión de energía es realizada mediante el Sistema de Transmisión Nacional (STN). El STN comprende el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados y los transformadores con sus módulos de conexión, que operan a tensiones entre los 220 y 500 kV. En la Tabla 3.3 se aprecia las línea de transmisión del SIN según su nivel de voltaje y longitud.

LÍNEAS	LONGITUD (km)
Trasmisión 138 kV	15,5
Trasmisión 220 - 230 kV	11.654,6
Trasmisión 500 kV	2.646,3
Total	14.316,4

Tabla 3.3: Líneas de transmisión del SIN (diciembre 2011).[11]

3.3.1.5. Distribución

La distribución en Colombia se realiza por medio de los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Estos sistemas están conformados por un conjunto de líneas y subestaciones, que operan a tensiones menores de 220 kV. En la tabla 3.4 se aprecian las líneas de distribución del SIN según su nivel de voltaje y longitud.

LÍNEAS	LONGITUD (km)
Líneas a 115 kV	9.600
Líneas a 34,5 kV	16.300
Líneas a 11,4/13,2 kV	176.900
Líneas a <1000V	250.000
Total	**452.800**

Tabla 3.4: Líneas de transmisión del SIN (diciembre 2011).[11]

3.3.1.6. Comercialización

Los comercializadores son los intermediarios entre los usuarios finales de la energía y los que la generan, transportan y distribuyen. En Colombia existen tres tipos de empresas:

- Generadores-comercializadores.
- Distribuidores-comercializadores.
- Comercializadores exclusivos o puros.

A diciembre de 2011, el sector eléctrico colombiano contaba con 85 comercializadores registrados.

3.3.2. SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

El 19 de noviembre de 1992 el gobierno del presidente Alberto Fujimori promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), esta Ley separa la oferta de electricidad en tres actividades independientes: generación, transmisión y distribución. Basada en este esquema, la generación eléctrica debe realizarse dentro de un marco de libre competencia, la transmisión, mientras no esté sujeta a la competencia, debe proveer libre acceso a compradores y proveedores; y los derechos y responsabilidades de las compañías distribuidoras serán regulados de acuerdo a su condición de monopolio natural.

3.3.2.1. Entidades del Sector Eléctrico Peruano

Ministerio de Energía y Minas (MINEM).- Es el organismo rector, quien define las políticas energéticas del país y otorga las concesiones para la explotación de las diferentes etapas del negocio eléctrico.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).- Es el organismo regulador, está encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que se desarrollan en los subsectores de electricidad e hidrocarburos.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).- Departamento de OSINERGMIN, encargado de calcular y proponer las tarifas al Consejo Directivo del organismo regulador para su aprobación.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC).- Es un organismo técnico que coordina la operación económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), agrupando a las empresas eléctricas de generación y distribución.

Clientes o usuarios.- Se hallan divididos en dos categorías: clientes [3]"libres" y clientes "regulados".

Empresas eléctricas.- Comprenden los generadores, transmisores y distribuidores.

3.3.2.2. Estructura del Mercado Eléctrico

Las transacciones de energía en el mercado eléctrico peruano se realiza a través de tres tipos de mercado: mercado libre, mercado regulado y el mercado spot.

Mercado libre o de grandes consumidores.- En este mercado se transan consumos superiores a 2,5 MW, las transferencias de electricidad se llevan a cabo entre generadores y distribuidores cuya energía no se destina al servicio público.

Mercado regulado.- En este mercado la energía generada tiene como destino el consumo público de energía, razón por la cual el Estado a través de OSINERGMIN establece la regulación de la tarifa. Este es un mercado regulado para transacciones por debajo de 200 kW, llevadas a cabo por las distribuidoras.

Mercado Spot.- En este mercado, los generadores actúan en un primer momento como ofertantes de electricidad y en otro momento como demandantes de electricidad, de modo que, se llevan a cabo transferencias de potencia y energía entre generadores a costos marginales instantáneos o precios spot fijados por el COES. La Figura 3.6 muestra la estructura del mercado eléctrico.

[3]Clientes "regulados" todos aquellos con consumos menores a 200 kW de demanda de potencia; Clientes "libres" aquellos cuya demanda es mayor o igual a 2500 kW; Los clientes cuya demanda se encuentra entre ambos valores, tienen derecho a elegir su condición de cliente.

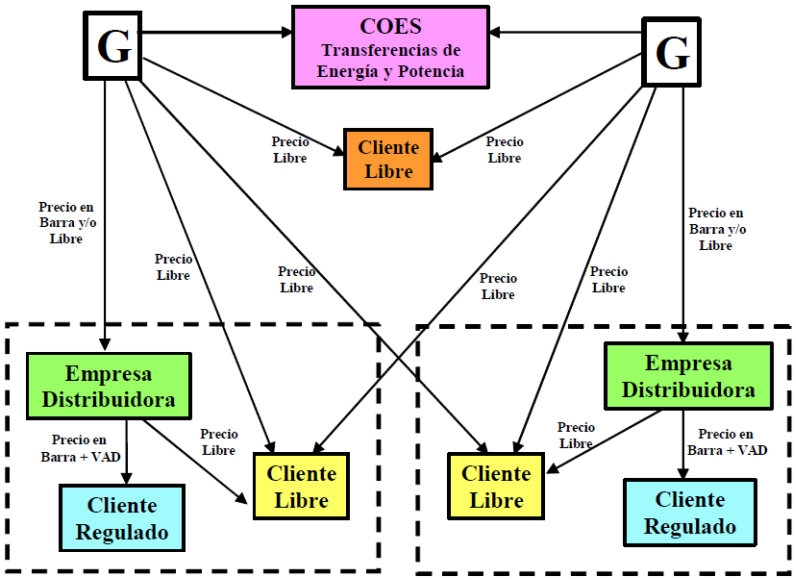


Figura 3.6: Estructura del mercado eléctrico.[5]

En la Tabla 3.5 se aprecian los valores de la energía transada, facturada y el precio de la misma en el mercado libre y regulado.

VARIABLES	2011
Energía transada por las Distribuidoras	
Energía Transada en el Mercado Libre (GWh)	1.8662,1
Energía Transada en el Mercado Regulado (GWh)	17.882,5
Total	19.744,5
Energía Transada por Generadoras	
Energía Transada en el Mercado Libre (GWh)	12.051,0
Facturación de la Energía a Nivel Nacional (Miles de USD)	
Facturación de la Energía en el Mercado Libre	835.983,4
Facturación de la Energía en el Mercado Regulado	1.945.060,1
Total	2.781.043,6
Precio Medio de la Energía Eléctrica a Nivel Nacional (ctvs.USD/kWh)	
Precio Medio de la Energía en el Mercado Libre (Distribuidor)	7,7
Precio Medio de la Energía en el Mercado Regulado (Distribuidor)	10,9
Precio Medio de la Energía en el Mercado Libre (Generador)	5,7

Tabla 3.5: Transacciones de energía
Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2011.

3.3.2.3. Capacidad Instalada

A diciembre de 2011, se registró una potencia nacional instalada de 8.556,4 MW, distribuidos conforme lo indica la Tabla 3.6.

TIPO DE ORIGEN	MW	%
Hidráulica	3.452,9	40,3
Térmica	5.102,8	59,6
Eólica	0,7	0,01
Total	8.556,4	100

Tabla 3.6: Potencia nacional instalada.
Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2011.

La potencia total efectiva del SEIN alcanzó 6.444,38 MW, el 41,30 % corresponde a potencia generada con gas natural, que en su mayoría es gas del proyecto Camicea, en tanto que el 47,30 % corresponde a potencia generada a través del agua. En el Figura 3.7 se observa la participación por tipo de recurso energético en potencia generada.

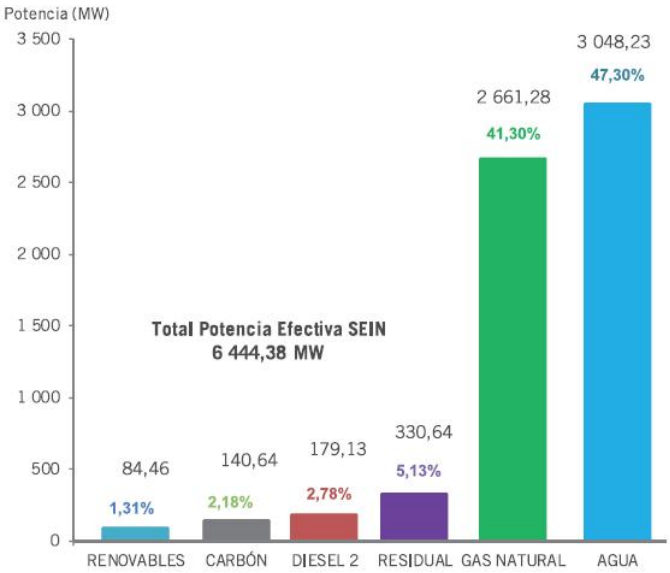


Figura 3.7: Distribución de la potencia generada según el tipo de recurso energético.
Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC). Estadísticas de Operaciones 2011.

3.3.2.4. Transmisión

El sistema de transmisión está compuesto por el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y por el Sistema secundario de Transmisión (SST). El SPT está conformado por líneas de transmisión de muy alta y alta tensión que se conectan a las subestaciones.

Luego a través del SST, compuesto por líneas de transmisión de media y baja tensión, la energía eléctrica se transporta a los consumidores finales.

A final del 2011 se contaba con 13 empresas de transmisión, en la Tabla 3.7 se aprecia la longitud de las líneas de transmisión que conforman el SEIN.

Año	500 kV	220 kV	138 kV	TOTAL
2005		5845.3	2670.6	8515.9
2006		5924.5	2870.9	8795.4
2007		5963.1	2878.8	8841.9
2008		6381.4	2890.8	9272.2
2009		8153.8	3212.6	11366.4
2010		8265.9	3738.5	12004.4
2011	89.0	9785.3	4861.0	14646.3

Tabla 3.7: Longitud de las líneas de transmisión del SEIN (km).
Fuente: Red de Energía del Perú (REP), Desarrollo de la Transmisión en el Perú, 2012.

3.3.2.5. Distribución y Comercialización

En el Perú la actividad de distribución está compuesta por los sistemas de media y baja tensión, necesarios para distribuir la energía comprada a las empresas generadoras desde el mercado mayorista hacia los usuarios finales. Actualmente, en el mercado de distribución peruano existen tantas empresas como zonas de concesión. Los titulares de una zona de concesión son responsables por el suministro de energía eléctrica a todos los clientes ubicados en la zona geográfica delimitada por la concesión, y están obligados a permitir el acceso a sus redes de transmisión a otras empresas distribuidoras o generadoras.

3.3.3. SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

El Estado tiene la mayor participación en el sector eléctrico, mediante la Comisión Federal de Electricidad (CFE), fundada en 1937 con el objetivo de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

En diciembre de 1992, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) fue modificada para permitir la participación privada en las actividades de generación. Las actividades abiertas a la participación privada son: Autoabastecimiento, Cogeneración, Productor Independiente de Energía, Pequeña Producción e Importación y Exportación.

El 11 de octubre de 2009, por decreto presidencial, se dispuso la extinción del organismo público descentralizado Luz y Fuerza del Centro (L y FC)[4], a partir de esta.

3.3.3.1. Entidades del Sector Eléctrico Mexicano

- **Secretaría de Energía (SENER).-** Conduce la política energética en México, dentro del marco constitucional, garantizando el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.
- **Comisión Reguladora de Energía (CRE).-** Regulador del sector eléctrico, entre sus principales funciones tenemos: Otorgar permisos de generación para las distintas modalidades de generación privada, autorizar precios y tarifas, expedir normas y directivas para la generación renovable, dirimir controversias y aplicar sanciones.

[4]Organismo encargado de la transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en la zona central de México.

- **Comisión Federal de Electricidad (CFE).-** Empresa del gobierno mexicano, encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. La CFE a través de la Subdirección de Programación, se encarga de la planeación de la expansión de Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como realizar los estudios de factibilidad técnica para la interconexión al SEN de cualquier nuevo proyecto de generación.
- **Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).-** Organismo de la CFE encargado de administrar la operación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el despacho de generación, las transacciones entre unidades de negocios de la CFE y con compañías externas y el acceso a la red de transmisión.
- **Productores Independientes de Energía (PIE).-** Compañías independientes de generación eléctrica.

3.3.3.2. Estructura del Mercado Eléctrico.

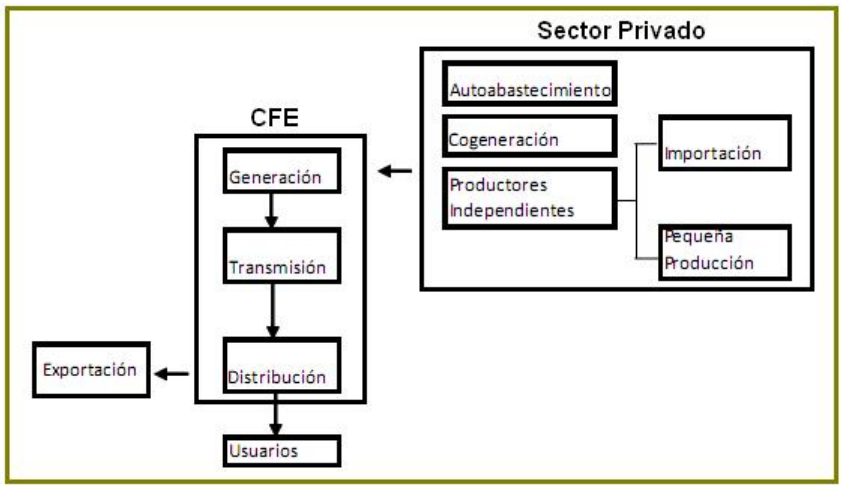


Figura 3.8: Estructura del mercado eléctrico (Modelo: Comprador Único).

La Figura 3.8 muestra el modelo de mercado eléctrico aplicado en México, conocido teóricamente como comprador único, el cual se caracteriza por la existencia de un solo comprador, que adquiere la energía, se encarga de distribuirla y comercializarla, en el caso mexicano la CFE. Características principales:

- Solamente las entidades públicas son las encargadas de prestar el servicio público de energía eléctrica.
- El excedente de energía de los permisionarios (autoabastecimiento y cogeneración) son vendidos a la CFE mediante el Costo Total de Corto Plazo (CTCP).
- La energía producida por los PIE es vendida a la CFE mediante contratos de largo plazo.

3.3.3.3. Capacidad Instalada

A diciembre de 2011 la capacidad instalada fue 60.235 MW. De dicha capacidad, 51.177 MW corresponden al servicio público, que incluye 11.907 MW con el

esquema PIE, y 9.058 MW a permisionarios (Cogeneración y Autoabastecimiento).

TIPO	CAPACIDAD EFECTIVA POR TIPO (MW)	(%)
Termoeléctricas	25.721	42,70
Hidroeléctrica	11.211	18,61
Geotermoeléctrica	887	1,47
Nucleoelectrica	1.365	2,26
Eoloeléctrica	87	0,14
Total CFE	**39.270**	**65,19**
PIE (Termoeléctricas)	11.907	19,76
Cogeneración y Autoabastecimiento (Termoeléctricas)	9.058	15,03
Total	**60.235**	**100**

Tabla 3.8: Capacidad instalada por tipo de generación.
Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Informe Anual 2011.

3.3.3.4. Trasmisión y Distribución

Para conducir la energía generada, se cuenta con una red de transmisión conformada por los niveles de tensión de 400, 230 y 161 kV, la cual alcanzo una longitud de 50.295 km. En la subtransmisión, donde los niveles de tensión son de 138; 115; 85 y 69 kV, se llegó a los 48.453 km.

La red de distribución, alcanzo los 600.009 km en tensiones de 34,5; 23; 13,8; 6,6; 4,16 y 2,4 kV y baja tensión de 220 y 127 V. En virtud de lo antes descrito, la longitud total fue 758.758 km, con la suma de 86.443 km pertenecientes a la extinta LyFC se logró una longitud de 845.201km, que es la longitud total de la red eléctrica, según el informe anual 2011 de la CFE.

3.3.3.5. Tarifas

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público es la encargada de fijar la tarifa eléctrica, conforme lo estipulado en la LSPEE, a propuesta de CFE, y bajo la opinión de la CRE y de la Secretaria de Economía.

La tarifa debe cubrir las necesidades financieras y la aplicación del servicio público, ésta se calcula con base en el costo marginal y será ajustada mensualmente de acuerdo con la evolución del precio del combustible.

Las tarifas domésticas están subsidiadas dependiendo de la temperatura y estación en que se apliquen, Al cierre de 2011 el monto estimado de subsidios otorgado a los usuarios con tarifa doméstica ascendió a 6.805,2 millones de dólares, según la Prospectiva del sector Eléctrico 2012-2026.

La tarifa agrícola posee el subsidio más elevado, 2 ctvs USD/kWh para la tarifa diurna y 1 ctvs USD/kWh para la tarifa nocturna, con un ajuste mensual de un

factor de 2 % para reducir paulatinamente el nivel de subsidio. El subsidio a las tarifas agrícolas ascendió a 993,6 millones de dólares, acorde a la Prospectiva del sector Eléctrico 2012-2026.

3.4. BORRADOR DE LA NUEVA LEY DE ENERGÍA "LEY ORGÁNICA DE ENERGÍA (LOE)"

Durante el periodo que rigió la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el abastecimiento de energía eléctrica se vio afectado por la baja inversión en proyectos de generación, causando un impacto negativo en el desarrollo social y productivo del Ecuador, motivo por el cual la Asamblea Constituyente de Montecristi considero al sector eléctrico del país como un sector estratégico y como tal otorgó al Estado el rol de principal responsable del suministro energético del país.

Considerando los hechos pasados y resientes que envuelven al sector eléctrico, en el año de 2009 el Ministerio sectorial elabora el borrador de una nueva ley del sector eléctrico, llamada Ley Orgánica de Energía, este borrador de ley se alinea con las disposiciones y postulados de la Constitución Política del año 2008, estableciendo la provisión oportuna y eficiente de energía, para contribuir al desarrollo de la sociedad ecuatoriana.

3.4.1. ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

La nueva organización del sector eléctrico propuesta en el borrador de Ley, otorga al Estado la responsabilidad de dictar las políticas del sector, además de actuar de manera eficiente en la dirección de las empresas y en el control y regulación de las actividades del sector, por medio de las siguientes entidades y empresas:

- Ministerio Sectorial
- Agencia de Regulación y Control de Energía (ARCENER)
- Centro Nacional de Operación de Energía (CENER)
- Instituto de Investigación y Capacitación de Energía (ICEN)
- Empresas Públicas
- Empresas mixtas, de economía popular y solidaria y privadas.[24]

3.4.1.1. Ministerio Sectorial (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable)

Es el organismo rector encargado de la formulación de políticas, directrices, metas y estrategias para el sector, también es el encargado de la planificación, dirección y control de las empresas vinculadas al ministerio.

3.4.1.2. Agencia de Regulación y Control de Energía (ARCENER)

Es la entidad responsable de expedir las regulaciones técnicas, comerciales y económicas que permiten el correcto funcionamiento del sector, además es el encargado de vigilar el cumplimiento de la normativa. Se halla adscrita al Ministerio del sector.

3.4.1.3. Centro Nacional de Operación de Energía (CENER)

Es la entidad encargada de coordinar la operación del sistema de generación y transmisión de electricidad en tiempo real, así como la administración de las transacciones del mercado eléctrico. Se halla adscrita al Ministerio del sector.

3.4.1.4. Instituto de Investigación y Capacitación de Energía (ICEN)

El Instituto investigará las técnicas en materia económica, administrativa y tecnológica que serán aplicadas en el sector eléctrico, otra de sus responsabilidades es la capacitación del talento humano del sector. Se halla adscrita al Ministerio del sector.

3.4.1.5. Empresas Públicas, Mixtas y Privadas

Son todas las empresas responsables de la generación, transmisión y distribución y comercialización. En el caso de las empresas públicas, estas pueden asociarse entre sí, sin limitación alguna, se encuentran bajo la dirección del Ministerio del sector, mientras que los generadores y autogeneradores privados no podrán transmitir o distribuir energía eléctrica.

3.4.2. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

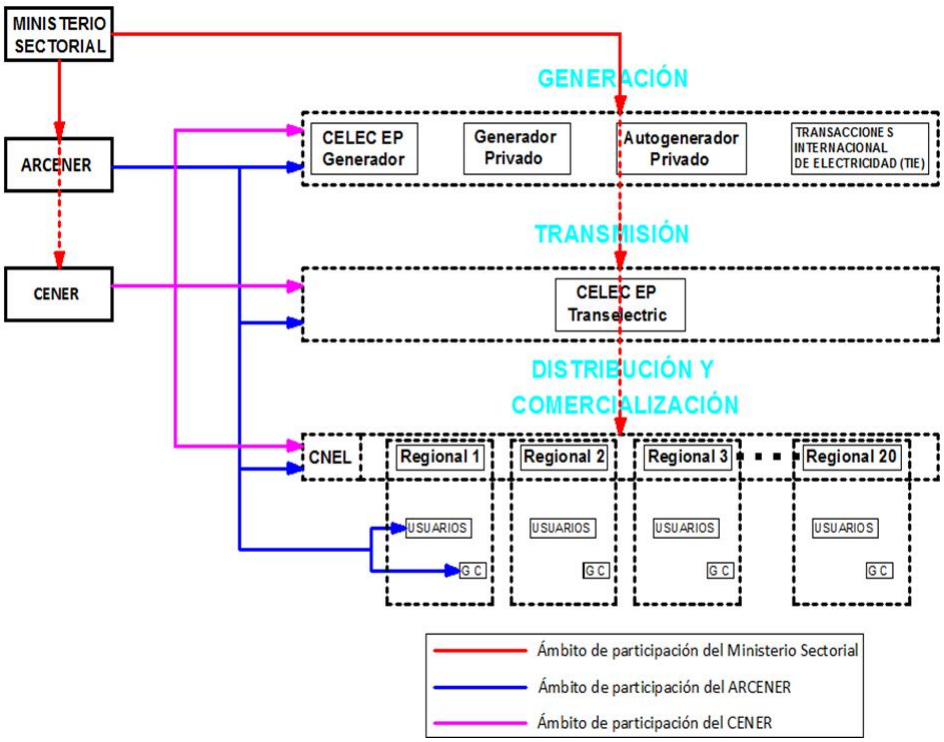


Figura 3.9: Estructura institucional.

Las líneas de color rojo, azul y magenta expresan la interactividad técnica, económica, administrativa realizada entre los actores del sector eléctrico. El Ministerio sectorial ejerce la administración y control del ARCENER y CENER, además tiene la potestad de intervenir en los directorios de las empresas públicas.

El ARCENER subrogará los derechos y obligaciones del CONELEC[5], expide las regulaciones, reglamentos que norman la generación, transmisión y distribución y comercialización, así mismo propone al MEER, la aprobación de los pliegos tarifarios para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

El CENER subrogará los derechos y obligaciones del CENACE[6], es al administrador técnico y económico de las actividades del sector eléctrico, liquida las transacciones del mercado eléctrico.

3.4.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

> La LOE propone un modelo de mercado donde las transacciones que podrán celebrarse serán únicamente compras y ventas de energía a través de contratos regulados. Las diferencias que se produzcan por la operación real entre producción y demanda, con relación a lo programado, serán evaluadas como transacciones de corto plazo". [...][25]

3.4.3.1. Contratos Regulados a Plazo

Se suscribirán contratos regulados a plazo entre generadores públicos o privados con distribuidores, en el caso de los generadores y autogeneradores de capital privado y los grandes consumidores, se les está permitido realizar transacciones mediante contratos bilaterales. Estos contratos deberán considerar dos componentes, un cargo fijo en función de su disponibilidad y un cargo variable de acuerdo a su producción.

3.4.3.2. Contratos de Corto Plazo

> La energía que no es considerada en los contratos regulados, es empleada en contratos de corto plazo por los agentes que no logran compensar su demanda con la energía suscrita en contratos regulados a plazo en una hora determinada, esta energía es valorada según [...] "el costo económico obtenido del despacho real de generación al final de cada hora, denominado costo horario de la energía". [...][26]

En el caso de la energía proveniente de las transacciones internacionales de electricidad, esta será asignada a todas la empresas distribuidoras de acuerdo a su demanda de energía regulada. La Figura 3.10 describe las transacciones realizadas en el nuevo mercado eléctrico.

[5]Ley Orgánica de Energía (LOE). Disposiciones Transitorias. Primera. Del CONELEC.
[6]Ley Orgánica de Energía (LOE). Disposiciones Transitorias. Segunda. Del CENACE.

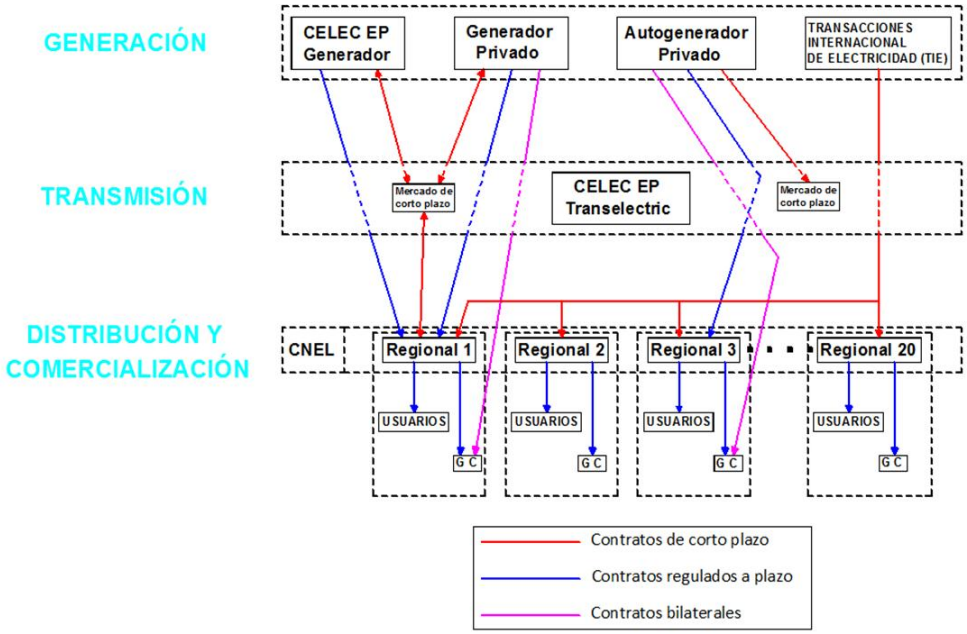


Figura 3.10: Tipos de contratos realizados en el mercado eléctrico.

3.5. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS SECTORES ELÉCTRICOS TRATADOS EN LOS LITERALES 3.3 Y 3.4

En décadas pasadas, el fenómeno de la globalización y la integración regional de los países, hicieron ver que la estructura tradicional del sector eléctrico no era la adecuada, por este motivo varios países decidieron entrar en procesos de desregulación de actividades de la industria eléctrica y tener un modelo de libre mercado, en el cual la energía eléctrica es un producto sujeto a las leyes de oferta y demanda.

Este es el caso de Colombia y Perú, países que optaron por el modelo de libre competencia, libre actividad económica y propiedad privada para la prestación del servicio de energía eléctrica, cada modelo con sus propias características, cimentadas en las experiencias que se han presentado durante su aplicación.

En Colombia, con la reestructuración del sector, el Estado pasó de administrar las empresas a vigilar y regular las operaciones dentro de la industria eléctrica, se establecieron los lineamientos para promover la libre competencia en generación y comercialización, además se reguló la actividad de transmisión y distribución. Esta trasformación desarrolló un sistema más robusto, preparado para afrontar los eventuales fenómenos naturales, al respaldar la operación hídrica con centrales de generación térmica que emplea gas natural y carbón. El gran potencial de aprovechamiento hidráulico del sistema eléctrico colombiano permitirá cubrir la demanda fututa, además de dejar un excedente para la exportación a países como Panamá, Venezuela y Ecuador. En el ámbito regulatorio aún coexiste la naturaleza de un Estado empresarial y regulador lo cual da como resultado que las decisiones de los organismos rectores se encuentran influenciadas por las empresas del estado.

La reforma en el sector eléctrico del Perú promovió la participación privada

debido a que el Estado no contaba con los recursos para afrontar las inversiones necesarias en el sector, para esto se implementaron mecanismos que garantizaron el desarrollo de la inversión bajo principios de libre competencia e igualdad de derechos para inversionistas privados, tanto nacionales como extranjeros, además se firmaron convenios que contribuyeron a mejorar la estabilidad jurídica del sector. La inversión en los últimos cinco años en generación ha tenido una tasa de incremento anual de 23 %, la transmisión una tasa de incremento promedio de 87 % y la distribución una tasa de incremento promedio de 21 %, la iniciativa privada tiene mayor participación que la estatal y presenta una tendencia creciente en su inversión, sin embargo aún no alcanzan los valores óptimos que permitan afrontar las exigencias futuras de la demanda. En materia de energía renovable hace falta mejorar el marco regulatorio que permita incentivar su crecimiento.

México es un caso particular, acogió el modelo de comprador único, según establece su Constitución, el sector eléctrico es propiedad estatal, que a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) controla todo el sector. Con la reforma se introdujo la participación privada en la generación, estos producen la cuarta parte de la electricidad que consume el país, a futuro no se prevé una reforma en el sector debido al dominio que tienen actualmente las compañías estatales, uno de los principales problemas que enfrenta la industria eléctrica en este país es la mala aplicación de los subidos que han incrementado el gasto público.

Siguiendo la corriente desreguladora de la década de los noventa, el Ecuador expidió en el año de 1996 la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la cual estableció un modelo de competencia mayorista, la aplicación de este modelo, que estuvo en vigencia hasta el año 2008, no dio los resultados esperados en cuanto a las inversiones en generación y no brindó señales económicas para mejorar la gestión de la distribución, por ello con la emisión del Mandato Constituyente No. 15, se establecieron nuevos parámetros de funcionamiento del sector eléctrico actual, entre los cuales se contemplaron la eliminación del componente marginal en la determinación del precio de generación, la asignación de inversiones vía presupuesto estatal y el establecimiento de una tarifa única de venta de energía.

La Ley Orgánica de Energía (LOE) acoge los cambios propuestos por el Mandato No. 15, la cual plantea un sistema monopolístico eficiente, en base a la reestructuración del sistema actual. La LOE no pretende retomar el modelo inicial del sector con el dominio monopólico del INECEL, sino por el contrario plantea mantener la autonomía administrativa de las diferentes empresas, de tal forma que se pueda realizar un seguimiento de la gestión de cada una de las etapas operativas del sector, el estado se encargara de la administración, regulación, control y gestión del sector eléctrico, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) será el representante del Estado en el sector.

3.6. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA CADENA PRODUCTIVA DE ELECTRICIDAD EN EL ECUADOR

3.6.1. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA GENERACIÓN

3.6.1.1. Operación y Despacho de las Unidades de Generación

El planeamiento de la operación del sistema eléctrico se halla dividido en tres etapas, en el largo plazo, se planea la operación para un horizonte de un año, en el mediano plazo, se planea la operación para un horizonte de una semana por periodos de demanda (punta media y base), en el corto plazo, se planea la operación para un horizonte de un día por periodos de demanda (punta, media y base), con el objetivo de cubrir la demanda de energía con criterios de calidad, seguridad y confiablidad establecidos. El despacho económico de las unidades de generación es realizado por el CENACE, en base a la información económica, técnica y operativa entregada por los agentes del sector eléctrico, con el objetivo de lograr el mínimo costo horario de la electricidad, considerando los costos variables de producción de cada uno de los generadores.

El despacho de los generadores se inicia con la planta hidroeléctrica o unidad térmica de menor costo marginal, seguida por la planta o unidad de menor costo variable.

Las centrales de generación que emplean recursos renovables no convencionales son despachadas de manera obligatoria y preferente, hasta el límite del 6 %, de la capacidad instalada.

Despacho de Centrales de Generación en Estación Lluviosa y Seca

Para el período lluvioso, comprendido entre los meses de abril a septiembre, el despacho de las centrales hidráulicas se incrementa, posibilitando las ventas internacionales de energía, en tanto que la generación térmica entra en una etapa de mantenimiento. Como ejemplo se puede citar el día 9 de mayo de 2012, en el cual la demanda de potencia en bornes de generación fue de 3.084,08 MW, el 66,93 % fue atendido por centrales hidráulicas, el 32,74 % por centrales térmicas y 0,33 % por interconexiones.

En la Figura 3.11 se observa el despacho de la generación correspondiente al referido día.

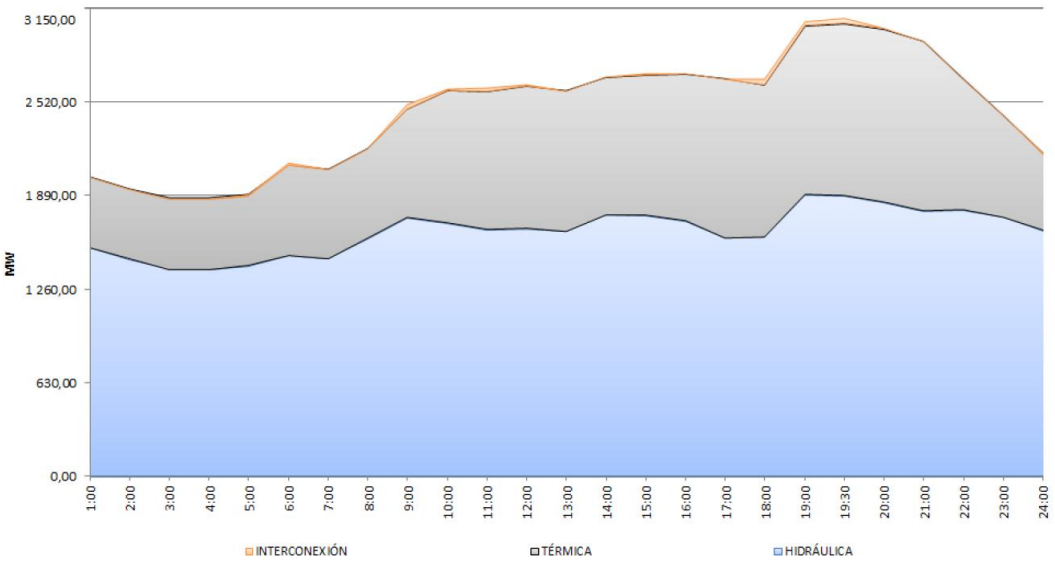


Figura 3.11: Despacho de generación del día 9 de mayo de 2012.
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Informe Anual 2012.

En el caso contrario, es decir del período seco comprendido entre los meses de octubre a marzo, la contribución de la generación térmica aumenta considerablemente, como ejemplo se tiene el día 19 de diciembre de 2012, en el cual la demanda de potencia fue de 3.026,73 MW, el 50,29 % fue atendido por centrales hidráulicas, el 49,21 % por centrales térmicas y 0,49 % por interconexiones.

En la Figura 3.12 se observa el despacho de la generación correspondiente al referido día.

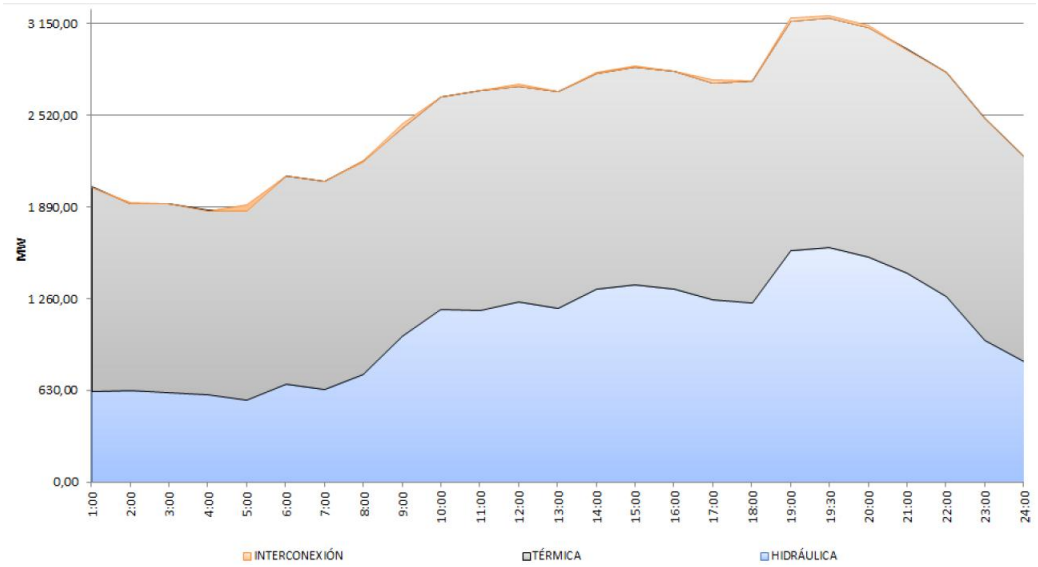


Figura 3.12: Despacho de generación del día 19 de diciembre de 2012
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Informe Anual 2012.

3.6.1.2. Inversión en la Generación

Desde el año 2008 la situación del sector eléctrico ha tomado otro rumbo, es así que en la actualidad atraviesa el mejor momento de su historia, con la inversión realizada por el gobierno, para el año 2016 se dispondrá de 2.900 MW

TIPO	NOMBRE	PROVINCIA	CANTON	INICIO DE OPERACIÓN	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA ANUAL (GWH)	INVERSIÓN (MM USD)
H	OCAÑA	CAÑAR	CAÑAR	feb/2012	26	228	65,05
	BUENOS AIRES	IMBABURA	URCUQUI	jun/2012	1	7,2	3,50
T	JIVINO	SUCUMBIOS	JIVINO	abr/2012	40	276	65,56
	JARAMIJO	MANABI	JARAMIJO	may/2012	140	979	147,10
	STA ELENA	STA ELENA	LIBERTAD	jun/2012	40	296	57,40
TOTAL					**247**	**1786**	**338,61**

Tabla 3.9: Proyectos que iniciaron su operación en el año 2012.
Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Informe de Rendición de Cuentas 2012.

instalados adicionales, distribuida en centrales de generación hidroeléctrica y centrales eficientes de generación termoeléctrica, disponiendo de energía más limpia y dinamizando la economía de las localidades en las cuales estén instaladas.

Cabe mencionar que durante el año 2012 se continuó con la ejecución de 9 proyectos hidroeléctricos, 2 térmicos y 1 eólico, a la vez que se inició la operación de 5 nuevos proyectos de generación, incorporando 247 MW al sistema eléctrico. La Tabla 3.9 presenta los proyectos de generación hidroeléctrica (H) y térmica (T) incorporada.

Dentro del mediano plazo, la generación garantizará el correcto abastecimiento de la demanda con niveles adecuados de reserva, frente a malas condiciones hidrológicas. Con el ingreso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair y de los proyectos en ejecución, el Ecuador contará con capacidad para la exportación, entre 500 y 1.050 MW.

3.6.1.3. Remuneración y Transacciones Realizadas por las Generadoras

La remuneración que perciben las empresas de generación, se establece conforme el costo medio de generación (CMG), el cual se calcula como el promedio ponderado de las compras efectuadas por las empresas distribuidoras en contratos regulados con los agentes generadores que se encuentran en operación. El modelo de contratación regulada permite que el cálculo del CMG refleje de mejor manera el costo real que tiene la etapa de generación, en el contrato se determina la anualidad del costo fijo que es aprobada por el CONELEC.

Los costos fijos se hallan compuestos por el costo de operación, administración y mantenimiento (COA&M) y el Fondo de reposición, los cuales son calculados en base a lo asignado a las empresas de generación en el "Estudio de Costos 2012" efectuado por el organismo regulador. El costo variable en el caso de la generación térmica se encuentra en función de los costos variables declarados por cada generador, en el caso de la generación hidráulica, el costo variable es de 2 USD/MWh, conforme la Regulación No. 013/08.

Los contratos suscritos por las empresas de generación pueden comprometer costos fijos, costos variables, costos variables adicionales y potencia remunerada, estos contratos son de naturaleza financiera y por ningún motivo afectarían al despacho económico.

Los contratos regulados suscritos por las empresas de distribución con las

generadoras pueden adoptar las siguientes modalidades[7]:

TIPO	RUBROS COMPROMETIDOS	SUSCRIPTORES
1	Costo Fijo + Costo Variable	Generadores Estatales Generadores Privados Autoproductores Públicos
2	Costo Variable	Autoproductores Privados
3	Potencia Remunerable + Costo Variable + Costo Variable Adicional	Generadores Privados

Tabla 3.10: Tipos de contrato suscrito por las distribuidoras
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Informe Anual 2012.

Fuera del modelo de contratación regulada, se hallan los contratos de libre acuerdo realizado entre los generadores privados o autoproductores privados con los grandes consumidores.

En el año 2012, el valor total a través de contratos regulados fue de 662,33 millones de dólares (17.402,12 GWh), en el transcurso del año no se realizaron transacciones mediante contratos no regulados. En lo referente a otras transacciones (transacciones internacionales, generación no convencional, IVA de combustibles, servicios complementarios y tarifa de transmisión) se registra una facturación de 202,32 millones de dólares. En la Tabla 3.11 se presenta la liquidación de los contratos regulados según su tipo.

En la Tabla 3.11 se presenta la liquidación de los contratos regulados según su tipo.

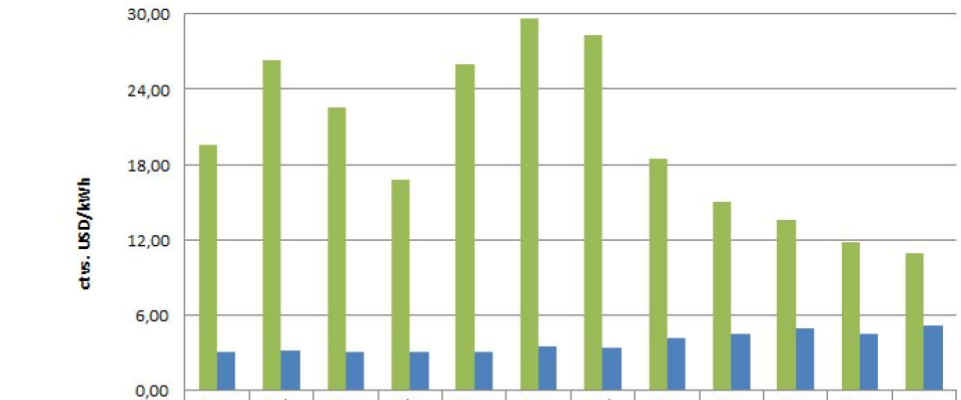
TIPO DE CONTRATO	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.
Contrato Tipo 1	39,02	38,58	42,22	39,62	43,18	46,96
Contrato Tipo 2	0,84	0,80	0,86	0,90	0,64	0,63
Contrato Tipo 3	4,31	4,18	4,40	4,13	3,71	4,36
Total	44,16	43,56	47,48	44,65	47,52	51,95

Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
46,35	53,58	52,54	63,02	56,45	67,35	588,87
0,83	0,69	0,61	0,54	0,50	0,60	8,43
3,54	5,62	6,86	8,16	7,67	8,10	65,03
50,71	59,89	60,01	71,71	64,62	76,05	662,33

Tabla 3.11: Liquidación de contratos regulados en millones de dólares.
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Informe Anual 2012.

[7] **Costo Fijo:** Se considera una anualidad que cubre los costos fijos, independiente de la producción. El CENACE es el encargado de distribuir esta anualidad mensualmente.
Costo Variable: Es el Costo Variable de Producción (CVP) declarado mensualmente por los generadores en base la Regulación No. CONELEC 003/03.
Costo Variable Adicional: Corresponde a un valor planteado por los generadores privados en el proceso de negociación, el cual es liquidado de acuerdo a la energía medida. El CONELEC puede fijar valores referenciales, que serán puestos a conocimiento de los entes encargados de la negociación.
Potencia Remunerada: Es la Potencia Remunerada Puesta a Disposición (PRPD) de las unidades de generación, la cual es calculada de acuerdo a la Regulación No. CONELEC 003/04.

Durante el año 2012, el precio mensual medio para los contratos regulados fue de 3,81 ctvs USD/kWh y de 16,72 ctvs USD/kWh para otras transacciones, en el mes de diciembre se presentó el mayor precio medio en contratos regulados que fue de 5,24 ctvs USD/kWh, en cuanto se refiere a otras transacciones el mayor precio medio fue de 29,65 ctvs USD/kWh que se presentó en el mes de junio. Estos valores se detallan en la Figura 3.13.



	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Otras transacciones	19,56	26,31	22,51	16,86	25,96	29,65	28,32	18,51	15,04	13,63	11,78	10,93
Contratos Regulados	3,07	3,22	3,13	3,05	3,04	3,48	3,41	4,15	4,53	4,96	4,57	5,24

Figura 3.13: Precios medios mensuales totales (ctvs USD/kWh).
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Informe Anual 2012.

3.6.2. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA TRANSMISIÓN

3.6.2.1. Remuneración de la Transmisión

La tarifa aplicada por el servicio de transmisión durante el periodo 1998-2008, definido en la LRSE, se encontraba conformada por dos componentes, el primero correspondiente a la operación, para cubrir los costos concernientes a la anualidad de los activos de operación, la operación y mantenimiento del sistema y las pérdidas de transmisión, y ; el segundo correspondiente a la expansión, para cubrir los costos del plan de expansión del sistema nacional de transmisión en un horizonte de 10 años, para cubrir estas componentes se ha fijado el cargo fijo y el cargo variable de trasporte.

El cargo fijo determina el costo por el uso de las líneas de trasporte, el cálculo se realiza como el producto entre las demandas máximas de los distribuidores y grandes consumidores y la tarifa de transmisión (fijada por el CONELEC). La ecuación que define este cargo se presenta a continuación:

$$REMTT = \sum_{j=1}^{n} DMAX_j\,(TT)$$

Dónde:

$REMTT$:Es la remuneración de la trasmisión por tarifa fija.

$DMAX_j$:Es la demanda máxima del distribuidor o gran consumidor j en el mes de evaluación.

TT : Tarifa de trasmisión.

n :Total de transacciones.

El cargo variable es calculado por el CENACE a través del método de factor de nodo, este cargo se determina como la diferencia entre el pago total de todos los agentes receptores de energía al precio marginal en una hora dada y el ingreso total de los agentes que oferten su energía al precio marginal en una hora dada. La ecuación que define este cargo se presenta a continuación:

La ecuación que define este cargo se presenta a continuación:

$$RVT_h = \left[\sum_{j=1}^{n} ErDj_h\ (Fnj_h\ )(PEM_h\ )\right] - \left[\sum_{i=1}^{m} EeGi_h\ (Fni_h\ )(PEM_h\ )\right]$$

Dónde:
RVT_h : Es la remuneración de la trasmisión en una hora h.
$ErDj_h$: Es la energía recibida por el distribuidor j en su nodo a la hora h.
$EeGi_h$: Es la energía entregada por el generador i en su nodo a la hora h.
Fnj_h : Factor de nodo del generador j a la hora h.
Fni_h : Factor de nodo del generador i a la hora h.
PEM_h : Precio de nodo del distribuidor de mercado.

El método factor de nodo penaliza las pérdidas del sistema de transmisión, esto conlleva un perjuicio o beneficio para los agentes dependiendo de su ubicación física respecto a la barra de mercado.

Con la expedición del Mandato Constituyente No. 15, se establecieron cambios en el sector eléctrico, por lo cual, el CONELEC mediante la resolución No.0107/08, aprobó una nueva tarifa de transmisión, insertando nuevos lineamientos:

- Los valores de inversión programada serán cubiertos mediante el Ministerio de Finanzas, a partir de la implementación de la tarifa única.
- Los costos de operación y mantenimiento serán aprobados por el CONELEC en el estudio tarifario.
- Se considera un valor por la reposición de los activos en servicio equivalente al costo de reposición.
- Se elimina el concepto del valor de reposición, en su lugar se emplea los valores de activos en servicio que constan en los estados financieros.

En base a estos lineamientos se estableció la tarifa de transmisión en 1,50 USD/kW-mes de demanda máxima no coincidente en barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, equivalente a una tarifa media de 0,3366 ctvs USD/kWh.

El 17 de marzo de 2011 se aprobaron nuevos valores para la tarifa de transmisión, fijándola en 1,75 USD/kW-mes de demanda máxima no coincidente en barras de entrega, equivalente a 0,3584 ctvs USD/kWh.

3.6.2.2. Costos de Expansión

CELEC EP, a través de su unidad de negocio TRANSELECTRIC, es la encargada de prestar el servicio público de trasporte de energía eléctrica, bajo los principios de confiabilidad, seguridad y economía, con la finalidad de cubrir la creciente demanda y la incorporación de nuevos proyectos de generación al Sistema Nacional Interconectado (SNI), en base a un plan de expansión.

El Mandato Constituyente No. 15 establece que el Estado mediante el Ministerio de Finanzas aportará con los recursos económicos para la ejecución de obras de expansión, pero estos recursos no han sido suficientes u oportunos. Durante el año 2011, se identificaron restricciones operativas en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), entre estas tenemos: bajos perfiles de voltaje a niveles de 138 kV y 69 kV y cargabilidad superior a 80 % en ciertos transformadores.

El Plan de Expansión del SNT (PET), se determina para un periodo de 10 años, la red de transmisión a implementar debe atender todos los requerimientos del sistema, el PET necesita un monto de 839,5 millones de dólares cuya composición se presenta a continuación:

PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION 2012 - 2021	
PRESUPUESTO	
Detalle	**Miles USD**
Obras del SNT (sin obras Mandato No.09 ni obras del ST 500 kV)	520,877.85
Obras financiadas mediante el Mandato No.09	30,512.26
Obras del Sistema de Transmisión de 500 kV	288,142.19
TOTAL	**839,532.30**

Tabla 3.12: Presupuesto general.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de Electrificación 2012-2021.

El Estado deberá cubrir de manera oportuna los recursos para el desarrollo de los proyectos de expansión, de no ser así, se generarían situaciones de riesgo para el SNT que afectarían el suministro de energía eléctrica, para lo cual se deben ubicar nuevas fuentes de financiamiento para la ejecución del PET.

3.6.3. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS DE LA DISTRIBUCIÓN

3.6.3.1. Remuneración de la Distribución

El costo medio de distribución es determinado en base al costo propio de la actividad de distribución de cada una de las empresas distribuidoras, el cual es revisado y aprobado por el CONELEC, los criterios considerados para establecer este costo se presentan a continuación[8]:

- Valoración económica de las pérdidas técnicas de potencia y energía.
- Costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización.
- Fondo de Reposición en base a los activos puestos en servicio.

De acuerdo al análisis de costos de las empresas eléctricas efectuado por el CONELEC, el costo medio nacional del servicio eléctrico para el período enero – diciembre 2012 fue de 8,534 ctvs USD/kWh.

La Tabla 3.13 describe los costos del servicio eléctrico para todas las empresas distribuidoras.

[8]Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, Quito, agosto de 2011, p. 56, 57.

EMPRESAS	GENERACIÓN USDc/kWh	TRANSMISIÓN USDc/kWh	DISTRIBUCIÓN USDc/kWh	COSTO MEDIO USDc/kWh
AMBATO	4,366	0,549	3,837	8,751
AZOGUES	4,366	0,549	4,651	9,566
CNEL - BOLÍVAR	4,366	0,549	8,465	13,380
ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	4,366	0,549	2,501	7,415
CENTRO SUR	4,366	0,549	4,661	9,575
COTOPAXI	4,366	0,549	3,629	8,543
CNEL - EL ORO	4,366	0,549	4,132	9,046
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	4,366	0,549	3,842	8,757
CNEL - ESMERALDAS	4,366	0,549	3,862	8,777
CNEL - LOS RÍOS	4,366	0,549	4,138	9,052
CNEL - MANABÍ	4,366	0,549	4,254	9,168
CNEL - MILAGRO	4,366	0,549	3,669	8,584
NORTE	4,366	0,549	4,777	9,692
QUITO	4,366	0,549	3,159	8,073
RIOBAMBA	4,366	0,549	5,487	10,401
CNEL - SANTA ELENA	4,366	0,549	4,374	9,289
CNEL - SANTO DOMINGO	4,366	0,549	4,506	9,420
SUR	4,366	0,549	7,063	11,977
CNEL - SUCUMBIOS	4,366	0,549	7,149	12,063
GALAPAGOS	4,366	-	9,774	14,140
TOTAL	4,366	0,547	3,621	8,534

Tabla 3.13: Costos del servicio eléctrico
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Estudio de Costos Enero – Diciembre 2012.

3.6.3.2. Tarifas de Venta de Energía al Usuario Final

Las tarifas de venta de energía al cliente final se aplican a todos los consumidores que no hayan suscrito un contrato regulado con un generador o distribuidor. El pliego tarifario vigente, clasifica las tarifas de acuerdo al tipo de uso de la energía, con lo cual se tienen tres categorías: Residencial, General y Alumbrado público; mientras que por el nivel de tensión se tienen tres grupos: Alta Media y Baja Tensión.

Las tarifas horarias se incorporan en los niveles siguientes:

- En Baja Tensión para los consumidores cuya demanda sea superior a 10 kW y dispongan de un registrador de demanda horaria para identificar el consumo de potencia y energía en los periodos punta, media y base.
- En Media Tensión para los consumidores que dispongan de un registrador de demanda horaria e industriales.
- En Alta Tensión para todos los consumidores.

El objetivo principal de las Tarifas Horarias es incentivar el uso de energía en las horas de menor demanda que es desde las 22h00 hasta las 07h00 y reducir la demanda y la energía que se consume en horario de punta. El Apéndice C presenta la descripción gráfica de estas Tarifas.

Simultáneamente al Pliego Tarifario, el CONELEC expide los Cargos Tarifarios que son aplicados por todas las empresas distribuidoras, se hace una diferencia

entre la Empresa Eléctrica Quito S.A, la Empresa Eléctrica de Guayaquil y las empresas eléctricas del resto del país.

Categoría Residencial

Servicio destinado de forma exclusiva al uso doméstico de los usuarios, independiente del tamaño de la carga, también se incluyen los usuarios de bajos recursos económicos y bajos consumos integrados a su vivienda (pequeña actividad comercial o artesanal). El CONELEC por medio de la Resolución No. 013/11 estableció nuevos cargos tarifarios para la categoría residencial, los cuales se ubicaron de la forma siguiente:

	CARGOS TARIFARIOS (¢USD/kWh)					
	PERIODO JUNIO - NOVIEMBRE (*)				PERÍODO DICIEMBRE - MAYO	
RANGO DE CONSUMO (kWh)	E.E. QUITO	ELECTRICA DE GUAYAQUIL	SIERRA	COSTA	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	COSTA
0 - 50	6.80	6.80	8.10		6.80	8.10
51 - 100	7.10	7.10	8.30		7.10	8.30
101 - 150	7.30	7.30	8.50		7.30	8.50
151 - 200	8.00	8.00	8.70		8.00	8.70
201 - 250	8.70	8.60	8.90		8.60	8.90
251 - 300	8.90	9.30	9.10		9.30	9.10
301 - 350	8.90	9.30	9.30		9.30	9.30
351 - 500	8.90	9.30	9.50		9.30	9.50
501 - 700					9.30	9.50

Tabla 3.14: Cargos tarifarios (0 a 500 kWh-mes).
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Resolución No. 013/11,2011.

En cuanto a los consumos superiores a 501 kWh-mes/ 701 kWh-mes, la Resolución No. 043/11 estableció el esquema siguiente:

	CARGOS TARIFARIOS (¢USD/kWh)					
	PERIODO JUNIO - NOVIEMBRE (*)				PERÍODO DICIEMBRE - MAYO	
RANGO DE CONSUMO (kWh)	E.E. QUITO	ELECTRICA DE GUAYAQUIL	SIERRA	COSTA	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	COSTA
501 - 700	11.85					
701 - 1000	13.50					
1001 - 1500	16.09					
1501 - 2500	26.52					
2501 - 3500	42.60					
Sup > 3500	67.12					

Tabla 3.15: Cargos tarifarios (0 a 3500 kWh-mes).
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Resolución No. 043/11,2011.

Categoría General y Alumbrado Público

Esta categoría comprende al comercio, la industria y la prestación de servicios públicos y privados. En cuanto al alumbrado público, son los consumos destinados a la iluminación de:

- Vías de circulación pública.
- Plazas, parques, monumentos de propiedad pública.
- Sistemas de señalamiento luminoso para el control de tráfico y sistemas ornamentales.

Por Nivel de Tensión

Alta Tensión.- Voltaje suministrado superior a 40kV.
Media Tensión.- Voltaje suministrado entre 600V y 40kV, dentro de este grupo se incluyen los consumidores que se conecten a la red de Media Tensión.
Baja Tensión.- Voltaje suministrado inferior a 600V.

Los cargos tarifarios para la categoría General y Alumbrado Público; y para el nivel de Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión, se presentan en el Apéndice D.

3.6.3.3. Pérdidas de Energía y Recaudación

Con el objetivo de reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución el MEER creó el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica (PLANREP), que es una serie de programas y proyectos que se ejecuta por todas las empresas de distribución, bajo la dirección del CONELEC y aplicación de las políticas del MEER. Para el año 2012, el PLANREP requirió 24,9 millones de dólares[9], con los cuales se ejecutaran 173 proyectos.

Entre los principales proyectos para reducir las pérdidas de energía tenemos:

- **Pérdidas Técnicas**[10]
  - Incrementar el calibre de los conductores a un calibre óptimo.
  - Incrementar el número de fases.
  - Incrementar el número de trasformadores de distribución.
  - Selección de la capacidad optima de los trasformadores de distribución.
  - Incrementar el número de subestaciones de distribución.
  - Incrementar los niveles de voltaje.
- **Pérdidas No Técnicas**
  - Instalación de medidores a todos los usuarios
  - Facilitar redes y medidores a usuarios clandestinos
  - Fiscalía de delitos energéticos
  - Unificación de sistemas comerciales
  - Cajas antihurto, telemedición, etc.

EL PLANREP 2010-2013 acoge la meta fijada en el Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV), la cual plantea reducir las pérdidas de energía a 11 % para el año 2013. Adicionalmente el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, fijó metas intermedias tales como: 15,2 % para el año 2010, 13,3 % para el 2011 y 11,8 % para el año 2012.

De acuerdo a las estadísticas del CONELEC, las pérdidas de energía para los años 2010,2011 y 2012 fueron de: 16,33 %, 14,73 % y 13,63 % respectivamente, lo que indica que las metas en el corto plazo no se han logrado cumplir. Pero debe anotarse que los niveles de pérdidas en los últimos años han tendido a la baja provocando un ahorro de 160 millones de dólares en el periodo 2007-2012. La Figura 3.14 muestra la evolución de las pérdidas de energía a nivel nacional.

[9] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Informe de rendición de cuentas 2012, p. 40.
[10] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Perdidas de energía en los sistemas de distribución, Guayaquil, 27 de octubre de 2011.

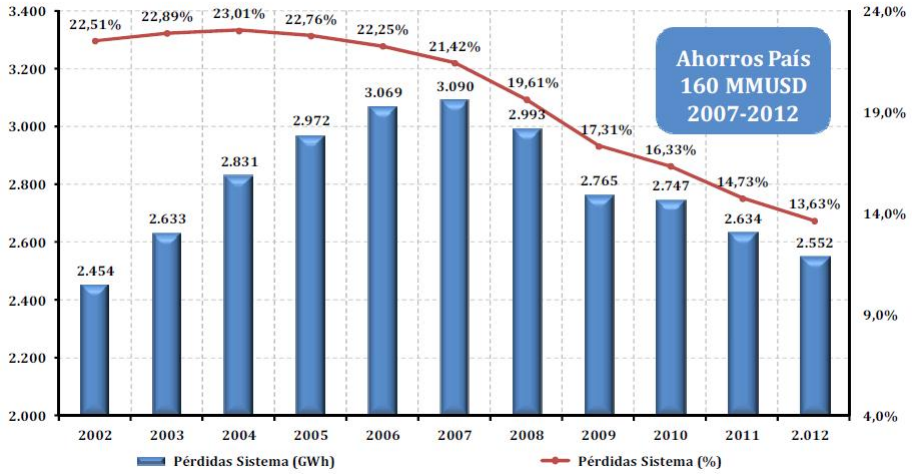


Figura 3.14: Evolución de las pérdidas de energía a nivel nacional.
Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Informe de rendición de cuentas 2012.

Adicionalmente al PLANREP las empresas distribuidoras han trabajado en la mejora de los procesos comerciales (información confiable, campañas de concientización al pago de planillas, entrega oportuna de las planillas, cambio de medidores, etc.), permitiendo el incremento del nivel de recaudación que a finales del año 2012 se ubicó en 98,64 % conforme la Figura 3.15.

Figura 3.15: Evolución de la facturación y recaudación a nivel nacional.
Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Informe de rendición de cuentas 2012.

3.6.3.4. Subsidios

El sector eléctrico ecuatoriano establece mecanismos que determinan un tratamiento especial a determinados usuarios entre estos tenemos: precios inferiores, exoneración en el pago, los cuales se definen como subsidios, algunos son financiados por el Estado y otros por medio de los clientes del sector eléctrico.

Los subsidios financiados por Estado son: tarifa de la dignidad, déficit tarifario, gestión deficiente (pérdidas de energía, baja recaudación), combustibles para la generación de energía, expansión del sistema y financiamiento del FERUM.

En cuanto a los financiados por los clientes tenemos: Subsidio cruzado (clientes residenciales), tarifas especiales para juntas de agua, cultos religiosos, entidades para la asistencia social y beneficio público. Como referencia para el año 2010 el sector eléctrico requirió 360 millones de dólares[11] para cubrir los subsidios.

Déficit Tarifario

El déficit tarifario se halla integrado por los siguientes aspectos: aplicación de la tarifa única, tarifa para el anciano, tarifa para discapacitados, afectados por el volcán Tungurahua, exoneración a los escenarios deportivos y operación de sistemas aislados.

Para el año 2012, el costo del servicio eléctrico calculado fue de 8,534 ctvs USD/kWh, en tanto que la tarifa estimada aplicada al consumidor final tiene un valor de 7,895 ctvs USD/kWh. Esta diferencia existente deberá ser cubierta por el Ministerio de Finanzas, para ello el Estado destinara 105 millones de dólares[12] por concepto de déficit tarifario.

3.6.3.5. Costo de la Expansión

El Estado financiara todos los proyectos para la expansión del sistema de distribución, lo realizara a través del Presupuesto General del Estado como lo establece el Mandato No. 15. El año 2012 requirió un presupuesto de 564,7 millones de dólares, lo que permitiría mejorar los índices de pérdidas de energía, incrementar la cobertura nacional, incrementar la recaudación, calidad, infraestructura y la gestión de las distribuidoras.

La expansión de la distribución está integrada por los siguientes planes: SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica), PMD (Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución), PLANREP (Plan de Reducción de Pérdidas) y FERUM (Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal).

El PMD requirió una inversión de 298,6 millones de dólares, representando el 52,8 % de la inversión total empleada para la expansión de la distribución en el año 2012. La inversión requerida para el periodo 2012-2021 se muestra en la Tabla 3.16.

El monto real entregado por el Estado para la ejecución de cada uno de los planes antes mencionados fueron los siguientes: 32,4 millones de dólares para el PMD, 24,9 millones de dólares para el PLANREP y 54,1 millones de dólares para el FERUM[13]. Lo que nos indica que existe un alto grado de disparidad entre los valores presupuestados y recibidos.

3.6.3.6. Sistemas de Medición

El contador de energía es el vínculo que existe entre el usuario y la empresa de distribución. En el Ecuador la gran mayoría de los contadores funcionan con tecnología de hace varias décadas, como son los medidores electromecánicos que año tras año se han ido reemplazando por medidores electrónicos en especial en

[11] Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad, Los subsidios energéticos en el Ecuador, Quito, septiembre 2010, p.65.

[12] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), En vigencia estudio de costos eléctricos para el periodo enero-diciembre 2012, http://www.conelec.gob.ec/pdfs/contenido_pdf_10171.pdf.

[13] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Informe de rendición de cuentas 2012, p. 44,49.

CONCEPTO	PMD	PLANREP	FERUM	SIGDE	TOTAL
2012	298.687.228,94	119.481.252,00	120.000.000,00	26.586.188,00	564.754.668,94
2013	174.794.945,89	80.084.482,00	120.000.000,00	16.629.350,00	391.508.777,89
2014	167.120.007,42	70.620.913,00	41.464.800,00	12.899.944,00	292.105.664,42
2015	164.265.714,92	48.616.808,00	34.646.800,00	2.060.000,00	249.589.322,92
2016	157.703.722,19	42.150.661,00	31.464.800,00		231.319.183,19
2017	154.158.556,38	42.788.684,00	26.464.800,00		223.412.040,38
2018	157.561.805,22	43.473.941,00	21.464.800,00		222.500.546,22
2019	167.612.715,08	42.140.544,00	16.464.800,00		226.218.059,08
2020	164.965.551,83	42.888.965,00	12.070.401,00		219.924.917,83
2021	177.524.286,91	41.346.070,00	7.070.572,00		225.940.928,91
TOTAL	1.784.394.534,78	573.592.320,00	431.111.773,00	58.175.482,00	2.847.274.109,78

Tabla 3.16: Inversiones en distribución periodo 2012-2021.
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Plan Maestro de Electrificación 2012-2021.

el sector industrial debido a que estos miden varios parámetros utilizados en la facturación.

Recientemente en el sector residencial la instalación de contadores digitales se ha incrementado, además en determinadas zonas de la región costa se ha visto la necesidad de implementar nuevos sistemas de medición de energía, debido a la deficiencia en la toma de lecturas, evasión de los pagos por consumo de energía, gastos y tiempo incurridos en la desconexión y reconexión de los contadores energía, situación que ha hecho factible la implementación de la Telegestión.

La Telegestión comprende un sistema que permite la lectura del consumo eléctrico y la realización de operaciones de forma remota gracias al sistema de comunicación entre los contadores inteligente (AMI: infraestructura de medición avanzada), los cuales sustituyen a los medidores tradicionales. En su primera etapa de implementación se instalaron 15.563 medidores en las ciudades de Machala, Manta y Portoviejo.

Adicionalmente, la empresa Eléctrica de Guayaquil instalo 50.000 medidores en diferentes ciudadelas de la ciudad. Con la Telegestión se espera incrementar el índice de recaudación, alcanzar una eficiencia cercana al 99 % en la facturación y una gran disminución de reclamos por errores de facturación.

CNEL a más de implementar la Telegestión, ha sido la pionera en ofrecer energía prepago, el cliente elige la cantidad de energía o el valor económico para cargar a su medidor prepago, realizado por medio de una clave o código impreso en una tarjeta. La configuración de este sistema se presenta en la Figura 3.16.

Figura 3.16: Configuración del sistema prepago.
Fuente: Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), Revista (Hacia la calidad en el servicio) ,2013.

El sistema prepago ofrece las siguientes ventajas:

- El cliente controla el consumo de acuerdo a su presupuesto.
- Se elimina las facturas, deudas por el consumo y el cliente ya no paga recargos por mora o por factura vencida.
- Disminuye el índice de clientes moroso, puesto que el cliente debe pagar por anticipado.
- El medidor no puede ser manipulado, debido a que este va instalado en el poste de energía.

3.7. PROPUESTA PARA UN MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El modelo de monopolio Estatal que en primera instancia se implementó con el INECEL puso las primeras bases para organizar el sector eléctrico, pero con el trascurso de los años el modelo se volvió obsoleto incapaz de afrontar los problemas que se presentaron.

El modelo de competencia mayorista ya fue aplicado en el Ecuador sin tener mucho éxito, volver a retomar dicho modelo luego de los cambios ejecutados por el Mandato Constituyente No.15 provocaría una serie de inconvenientes en todo el sector eléctrico, puesto que el marco regulatorio ha encaminado al sector hacia un modelo completamente contrario al de la competencia mayorista.

En el modelo actual del sistema eléctrico, el Estado se ha constituido en el principal protagonista debido a que asume las deficiencias económicas del sector, además de ser el regulador y formulador de las políticas que permiten una operación técnico – económica eficiente del sistema eléctrico. Estas características dan lugar a un nuevo monopolio eminentemente Estatal.

El modelo a proponerse acogerá todos los buenos accionares planteados en el punto 3.5 y buscará nuevas alternativas o soluciones a los problemas presentados en el modelo actual entre los cuales se pueden mencionar:

- El Estado como único responsable del financiamiento de los proyectos de expansión del sistema eléctrico, si bien esto tiene como ventaja una mejor coordinación del avance de proyectos y que éstos respondan a los requerimientos energéticos nacionales, también conlleva una desventaja y riesgo muy grande de que las inversiones en el sector lleguen a depender de decisiones políticas
- Tarifa fija de la transmisión, la tarifa fija induciría a la ineficiencia, debido a que la empresa de transmisión siempre percibe un valor neto por su servicio sin perjuicio de sus restricciones operativas.
- Los subsidios mal distribuidos hacen que la tarifa aplicada al consumidor final se aleje de la tarifa real, acrecentando el monto que el Estado debe desembolsar por concepto de subsidios.

Bajo las premisas antes mencionas y en función de la coyuntura actual se justifica la implementación del modelo de Comprador Único en el Ecuador, debido a que de una u otra manera el sector eléctrico ha adoptado ciertas características de este modelo. El sector eléctrico ecuatoriano actualmente se encuentra en un estado de transición entre un modelo de competencia y un modelo que tiende hacia la concentración de la generación, transmisión y distribución en una sola corporación estatal, no obstante las regulaciones emitidas por el CONELEC han posibilitado que el MEER efectúe de alguna manera las tareas de un pseudo Comprador Único, ya que coordina las negociaciones de compra- venta de energía entre las empresas públicas y privadas que intervienen en el sector, además fija los términos y condiciones de los contratos regulados.

3.7.1. MODELO DE COMPRADOR ÚNICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El modelo de Comprador Único que se propondrá para el mercado eléctrico ecuatoriano será la versión integrada que propone el autor Sally Hunt en su libro "Making competition work in electricity"[3], al cual se le realizaran determinados cambios para ajustarlos a la realidad que vive el Ecuador.

3.7.1.1. Estructura del Sector Eléctrico

La nueva estructura del sector eléctrico dividirá la generación en tres grupos, el primero agrupara la generación perteneciente a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), el segundo a la generación pública y el tercero a la generación privada. Todo esto con la finalidad de limitar la participación de CELEC EP en la generación y permita la participación de otros generadores. La capacidad instalada de CELEC EP durante el año 2012 fue de 3.320,7 MW que representa el 57,8 % de la capacidad instalada del país, lo cual se aprecia en la Figura (3.17).

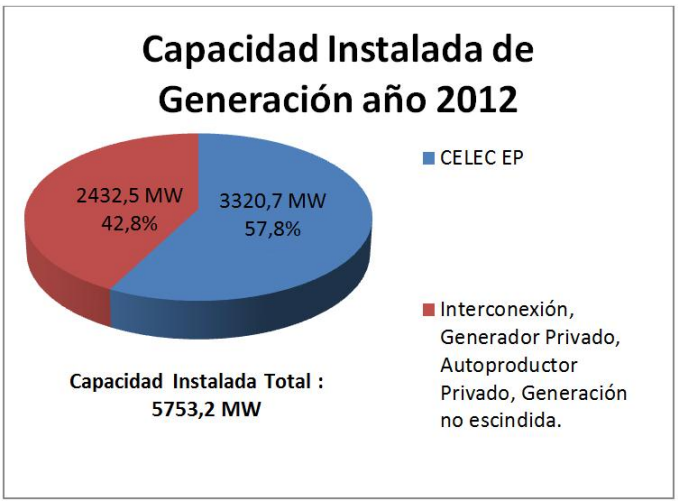


Figura 3.17: Capacidad instalada año 2012.

En lo referente a la producción neta de energía durante el año 2012 fue de 19.303,66 GWh, distribuida según lo indica la Figura (3.18).

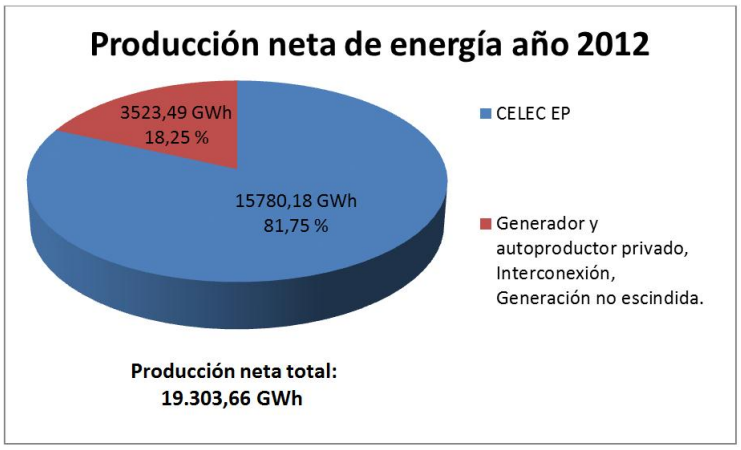


Figura 3.18: Producción neta de anergia año 2012.

Las Figuras 3.17 y 3.18 demuestran que CELEC EP tiene gran participación en el parque generador del Ecuador, por tal motivo, se plantea que la generación no integrada a la Corporación incremente paulatinamente su producción de energía y así acrecentar el número de ofertantes de energía, para posteriormente competir entre ellos y ofertar su energía a menores precios.

Bajo estas condiciones, la capacidad instalada para el año 2021 será de 9.278,51 MW[14] y se encontrará distribuida de acuerdo a la Figura (3.19).

[14]Incluye todos los proyectos recomendados para la ejecución en el Plan de Expansión de Generación 2012 – 2021 (Apéndice E).

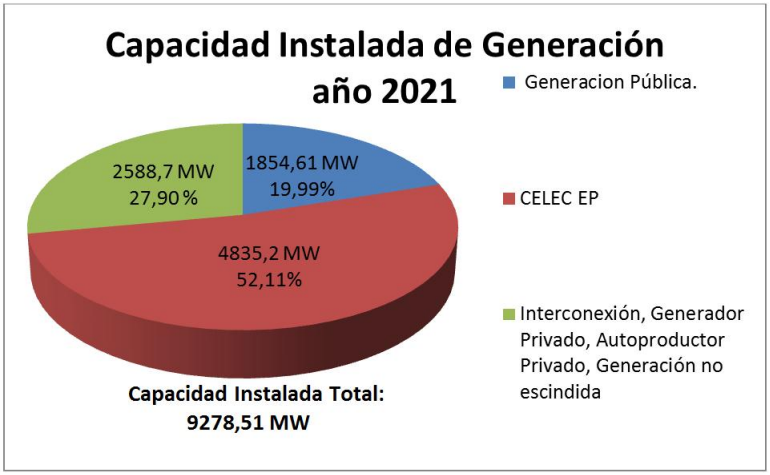


Figura 3.19: Capacidad instalada año 2021.

La generación pública se integrara de todos los proyectos que iniciaron su operación desde el año 2012 y los proyectos futuros de capital público.

La generación de CELEC EP se integrara de todos los proyectos que iniciaron su operación desde el año 2012 y los proyectos futuros de capital de CELEC EP.

En tanto que la generación restante se integrara de: Interconexión, generadores y autoproductores privados, generación no escindida que iniciaron su operación desde el año 2012 y los proyectos futuros de capital privado.

En el nuevo esquema de organización propuesto se tendrían los siguientes agentes:

- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
- Ministerio de Electricidad y Energía no Renovable (MEER)
- La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), la cual agrupa a unidades operativas de:
  - Generación
  - Transmisión
  - Distribución
- Grandes Clientes

En el caso de la distribución, si bien las unidades operativas contarán con autonomía administrativa y financiera se encontrarán adscritas como parte de la Corporación.

Dentro de la corporación también se encontrarán las funciones del Comprador Único, funciones que comprenden la adquisición de la energía para el abastecimiento de la demanda eléctrica del país. Todo esto mediante el suministro equitativo y justo de toda la energía a cada unidad distribuidora que se encarga de proveer de energía a los consumidores dentro de su área de concesión.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

Es el encargado de impartir la política, la gestión y el control de los proyectos del sector, con el fin de garantizar el abastecimiento, la eficiencia energética y la aplicación pacifica de la energía atómica.

Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

Es la entidad pública encargada de la Regular y supervisar las actividades de todos los agentes del sector.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Es una corporación civil de derecho público o privado encargada del manejo técnico, financiero y económico del sector.

Generación

Dentro de esta descripción se encuentran todas las empresas titulares de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias unidades de generación eléctrica de cualquier tipo, las cuales se podrían clasificar en función de tres criterios:

- Finalidad de la producción
  - Generador
  - Autogenerador
- Capital de la empresa
  - Público integrada[15]
  - Público no integrada
  - Privado
- Tecnología
  - Generación convencional
  - Generación no convencional

En función del tipo de generación se establecerán los tipos de transacciones y las condiciones de operación de cada tipo de empresa productora.

Transmisión

Es la empresa titular de la concesión para prestar el servicio de transmisión y la transformación de voltaje vinculada a ella, iniciando en el punto de entrega por una empresa de generación hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor, el cual es realizado por una sola empresa de origen Estatal e integrada al comprador único pero manteniendo autonomía administrativa y financiera.

[15]La generación integrada hace referencia a las unidades operativas de producción de CELEC EP.

Distribución

Son las empresas titulares de una concesión que asumen la obligación de prestar el servicio público de suministro de energía eléctrica a los usuarios finales. Su naturaleza es estatal manteniendo autonomía administrativa y financiera del comprador único.

Grandes Clientes

Son todos aquellos consumidores cuyas características de consumo le faculten para acordar libremente con el generador privado el suministro y precio de la energía para su consumo propio. La Figura (3.20) presenta el nuevo esquema de organización del sector eléctrico y el vínculo existente entre cada uno de ellos.

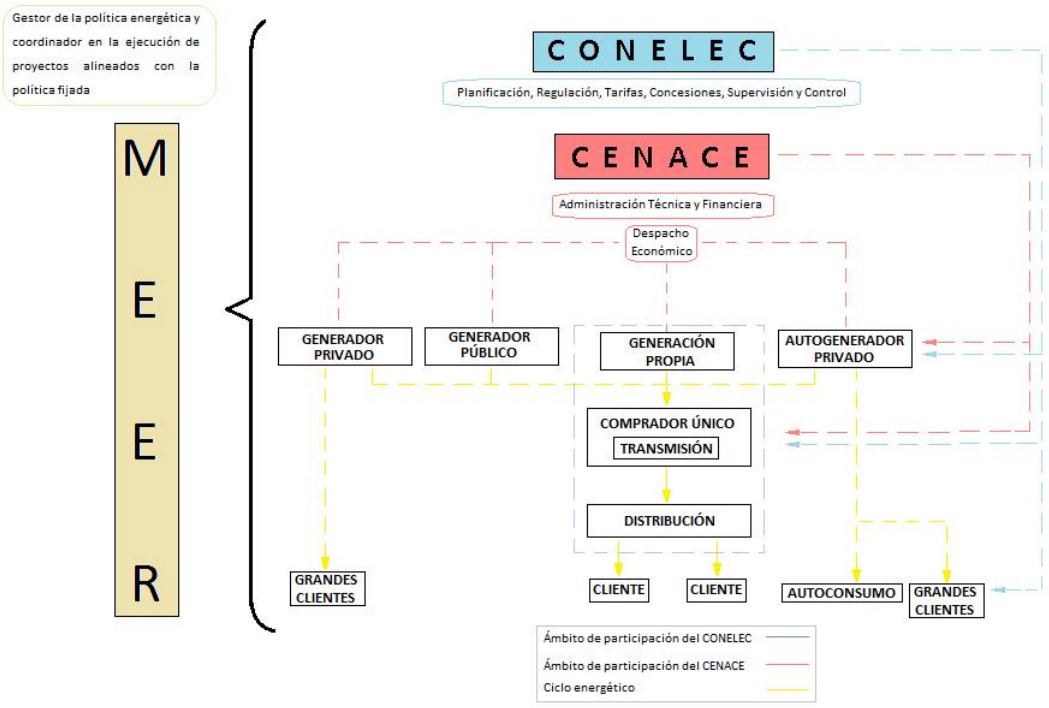


Figura 3.20: Esquema de organización del sector eléctrico.

El Comprador Único

Dentro del modelo propuesto, el Comprador Único se constituye en una instancia técnico-económica de la empresa estatal que agrupa generación propia, transmisión y distribución la cual se encargará de comprar la energía para el abastecimiento de la demanda eléctrica del país. Todo esto mediante el suministro equitativo y justo de toda la energía a cada unidad distribuidora que se encarga de proveer de energía a los Consumidores dentro de su área de concesión.

El Comprador Único deberá obtener de forma oportuna los recursos por concepto de venta de energía a los distribuidores y subsidios por parte del Estado, para así poder realizar el pago pertinente a las empresas de generación por su energía vendida.

3.7.1.2. Transacciones Realizadas en el Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico funcionará en torno a dos ambientes distintos de negociación, el primero para la contratación de energía destinada a las distribuidoras, conocido como contratación regulada. Y el segundo ofrece un esquema de contratación más flexible para las concesionarias de generación privada, grandes clientes y autoconsumos, llamado contratación libre.

Además existirá el mercado de corto plazo, que será utilizado únicamente para cubrir los desajustes de los contratos, la energía tendrá un precio horario de acuerdo al despacho económico realizado por el CENACE.

Contratación Regulada

En la contratación regulada el Comprador Único es el medio entre la compraventa de energía. El Comprador Único a través de una licitación previa efectuada entre todas concesionarias de generación conforme a las reglas y procedimientos respectivos, adquiere la energía para ser entregada a las empresas de distribución. Las compras de energía serán realizadas mediante dos modalidades:

- **Contrato por cantidad de energía:** En este tipo de contrato la generación existente se compromete a abastecer un determinado volumen de energía, en caso de no disponer de la misma, deberá adquirir la energía en el mercado de corto plazo.
- **Contrato por disponibilidad de energía:** En este tipo de contrato la generación nueva se compromete a tener disponible un volumen específico de energía cuando inicie su operación.

Este tipo de contratos son similares a modalidad Pague lo Contratado[16], con la diferencia de que el precio de la energía no es negociado entre las partes, dado que las licitaciones o subastas fijan el precio.

Contratación Libre

En la contratación libre, la energía es negociada entre los generadores privados y los grandes clientes, además incluyen las transacciones realizadas por los autoproductores privados con autoconsumos y grandes clientes. Estas transacciones son realizadas a través de contratos biliterales, donde se acuerdan las condiciones, precios y volúmenes de energía negociados libremente. Cabe señalar que los grandes clientes son aquellos consumidores que registran un valor igual o mayor a 650 kW de demanda máxima mensual.

Los grandes clientes podrían optar por la contratación libre o caso contrario permanecer siendo cliente regulado de la empresa de distribución de su zona geográfica. La Figura (3.21) esquematiza los modelos de contratación empleados en el nuevo mercado eléctrico.

[16] Detallado en el punto 1.5.2.3.

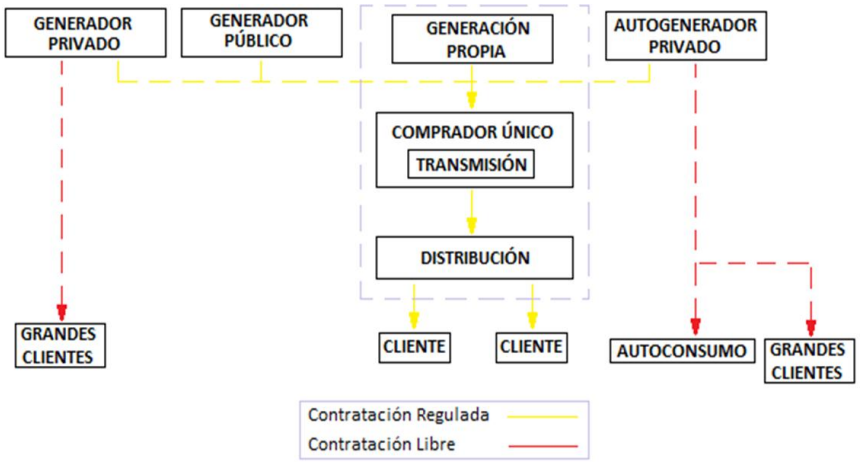


Figura 3.21: Ambientes de contratación para mercado eléctrico.

3.7.1.3. Características de las Contrataciones

- El Comprador Único tendrá la obligación de contratar a través de licitaciones el 100 % de la demanda de las distribuidoras. Estos contratos deberán estar respaldados de producción firme[17], ya sea con su propia capacidad o por medio de contratos con terceros.
- Los contratos deberán ser de carácter público, no discriminatorios y trasparentes.
- Las licitaciones pueden ser de los siguientes tipos:
  - Licitación de energía nueva: Este tipo de licitación está destinada a abastecer la demanda por medio de nuevos emprendimientos de generación. Se realizarán contratos por la compra de energía futura, el inicio de operación de la nueva generación será de 5 y 3 años después de haberse adjudicado el contrato
  - Licitación de energía existente: Este tipo de licitación es realizada con la generación existente, permite complementar la licitación de energía nueva y cubrir el 100 % de la demanda. Esta licitación será realizada una vez al año y cuyos contratos tendrán una duración de 5, 6, 7 y 8 años.
- Licitación de ajuste: Este tipo de licitación será realizada cuatro veces al año, con el objetivo de efectuar un pequeño ajuste a la cobertura de la demanda. Los contratos celebrados en estas licitaciones pueden operar dentro del mismo año y podrán tener una duración máxima de 2 años. La Figura (3.22) muestra la interacción temporal de estos tipos de licitaciones.

[17] Es la producción esperada de energía eléctrica en condiciones hidrológicas secas en el caso de la generación hidráulica y de la indisponibilidad prevista para la generación térmica.

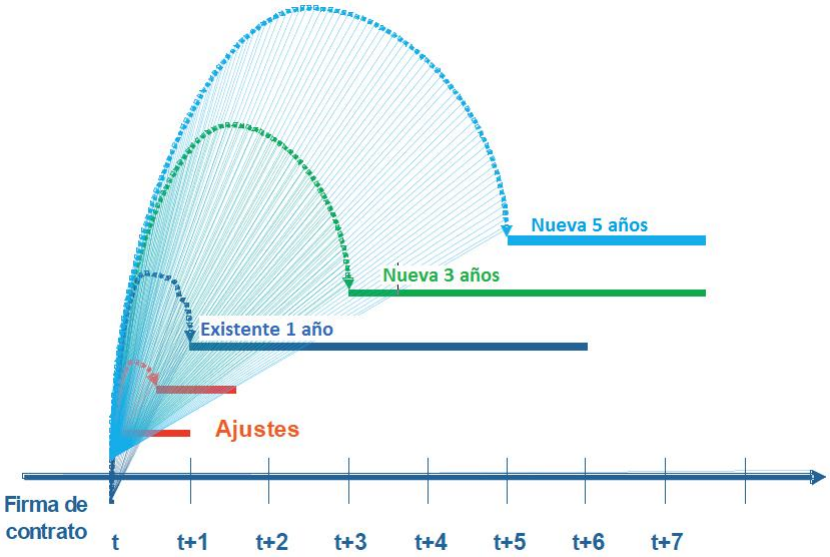


Figura 3.22: Diagrama temporal de licitaciones.[6]
Fuente: SALAZAR, Gabriel, HINOJOSA, Víctor, Licitaciones de energía eléctrica y teoría de subastas, 2006.

- Las licitaciones de energía crean señales y mecanismos que incentivan la inversión en generación, mitigan la incertidumbre sobre los precios de la energía y el crecimiento de la demanda.
- El rol principal del mercado de corto plazo es hacer ajustes por desbalances temporales de energía, donde los generadores pueden vender la diferencia entre la energía contratada y la energía realmente suministrada en contratos luego del despacho económico efectuado por el operador del sistema. En lo referente a los excesos de energía contratada por parte de las distribuidoras en un momento dado de la operación diaria, el Comprador Único asignará estos excesos entre las demás distribuidoras que por el contrario tuvieron déficit de energía contratada.

3.7.1.4. Políticas Planteadas con la Implementación del Comprador Único

- Uno de los principales inconvenientes que presentó el modelo anterior de estructura del sector, fue la falta de liquidez, por ello, CELEC EP deberá continuar con los planes implementados actualmente por el MEER para mejorar la eficiencia de las empresas de distribución, la instancia del Comprador Único deberá como política fundamental la oportuna recaudación de los valores correspondientes a la compra de energía por parte de las distribuidoras así como el respectivo pago hacia los generadores, esto sin embargo estará sujeto a la entrega oportuna por parte del Estado deberá de los subsidios tarifarios establecidos en la regulación vigente.
- En lo que se refiere a la expansión de la generación, el gobierno de turno ha invertido en varios proyectos en especial en las fuentes renovables que sumados a los proyectos de capital privado, permitirán el normal abastecimiento de la demanda proyectada hasta el año 2021. Entonces, el modelo de Comprador Único incentivara a la generación para que mejoren sus índices de

calidad de servicio debido a que todas las empresas de generación están obligadas a ofertar su energía en licitaciones o subastas, donde estos competirán ofreciendo mejor calidad, precios y condiciones para los contratos.

- En el modelo de mercado actual, la expansión del sistema de trasmisión y distribución se ve fuertemente condicionada a los recursos recibidos por el Estado, debido a esto la tarifa en la etapa de transmisión y distribución deberá contener cierto porcentaje atribuido a la expansión del sistema para complementar a los recursos recibidos por el Estado y así no postergar los proyectos que contienen los planes de expansión.
- El modelo de subsidios aplicado actualmente deberá ser replanteado para que sean focalizados hacia los sectores poblacionales menos favorecidos, entre estos cambios se pueden mencionar: La tarifa de la dignidad podría ser cubierta por el subsidio cruzado, unificación nacional del pliego tarifario, modernización de las plantas de generación de los sistemas aislados que utilicen fuel oil, etc.

3.8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.8.1. CONCLUSIONES

- La Ley Básica de Electrificación (LBE) creo los primeros lineamientos con lo que a regulación del sector eléctrico ecuatoriano se refiere, con el objetivo de crear el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y la integración eléctrica regional, lo que permitió conformar la actual cadena productiva de electricidad en el Ecuador (generación, transmisión y distribución).
- El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) nació en el seno de la LBE, este instituto integro a la generación, transmisión y distribución en un solo monopolio Estatal que brindaba el servicio de electricidad en el Ecuador. Esta era una institución que se autoregulaba lo cual perjudicó su eficiencia económica y de gestión.[18]
- Siguiendo la corriente desreguladora de la década de los años noventa, el Ecuador dejo atrás el monopolio integrado por el INECEL y expidió en el año de 1996 la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la cual estableció un modelo de competencia mayorista conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para la aplicación de este modelo se aplicaron varios cambios entre los principales se pueden mencionar:
  - Segmentación de las actividades de generación, trasmisión y distribución. Creación de las entidades de regulación (CONELEC) y administración técnico-económica del sistema eléctrico (CENACE).
  - Adopción del modelo marginalista, donde el precio horario de la energía es fijado a través de los costos marginales de la última unidad generadora en ser despachada.
  - Establecimiento del mercado de largo plazo y el mercado de corto plazo, donde se concentran todas las actividades transaccionales, en el primero

[18] Las empresas eléctricas regionales acumularon una deuda de 15.683 millones de sucres con el INECEL, esto fue hasta el año de 1989. Adicionalmente, las pérdidas económicas de las empresas eléctricas alcanzaron un total de 23.694,1 millones de sucres, esto fue hasta el año de 1990.

las distribuidoras pactan contratos de largo plazo con las distribuidoras y de esta manera los generadores aseguran su producción, en tanto que la distribución aseguraba su demanda, en el segundo se transan los excedentes de energía, los agentes del sector podían beneficiarse de la fluctuación del precio que presentaba este mercado.

- El modelo implementado por la LRSE pretendía modernizar el sector eléctrico, incentivar la inversión privada e incrementar la oferta de energía. Pero al cabo de casi 10 años de funcionamiento del modelo, no se lograron los resultados esperados, debido a varios problemas que se presentaron entre los que se puede mencionar:
  - Insuficiente inversión en nueva generación.
  - Alta dependencia de combustibles fósiles para la generación.
  - Alta volatilidad del precio de la energía en el MEM.
  - Altos índices de pérdidas de energía en los sistemas de distribución.
  - Bajos índices de recaudación por parte de las distribuidoras.
  - Insuficiencia tarifaria para que los distribuidores puedan recuperar sus costos[19].
- Los problemas incurridos por el modelo de competencia mayorista precipitaron la ejecución de cambios regulatorios que proporcionaran una inmediata solución a la situación que enfrentaba el sector eléctrico, por consiguiente la Asamblea Nacional Constituyente, expidió el Mandato Constituyente No. 15, el cual reestructura al sector pasando de un modelo de competencia mayorista, a un modelo verticalmente integrado, para la aplicación del Mandato No.15, el CONELEC emitió las Regulaciones No. CONELEC 006/08, 013/08 y 004/09, las cuales dictan nuevos criterios para el mercado eléctrico, entre los principales se tiene:
  - Las transacciones de energía se engloban a dos mercados, el mercado de largo plazo y el mercado de corto plazo, en el primero las transacciones se realizan a través de Contratos Regulados, estos pueden ser suscritos por generadores públicos y privados, la generación estatal tiene la obligación de contratar el 100 % de su producción con todas las distribuidoras y se les está prohibido vender su producción a los grandes clientes que solo podrán contratar con generadores privados, en el segundo se liquida

19

- La capacidad instalada de la generación hidráulica en el año 2008 tuvo un incremento del 17 % respecto al año 1999, en tanto que la generación térmica tuvo un incremento del 34,29 % en dicho periodo. Esta falta de inversión en generación hidráulica se da principalmente por el alto costo que implica su construcción así como el largo periodo de tiempo para recuperar la inversión.
- El incremento en la generación térmica causa una alta dependencia de combustibles fósiles, esto desemboco en una deuda de 549 millones de dólares con Petrocomercial.
- En el año 2008 las pérdidas de energía alcanzaron 2.994 GWh que representa el 19,62 % de la disponible en subestaciones de recepción.
- En el año 2008 el porcentaje de recaudación fue de 93,8 %, implicando una diferencia de 60 millones de dólares entre los valores facturados y recaudados por las empresas de distribución.
- Durante el año 2008 la tarifa real fue de 10,47 ctvs USD/kWh, en tanto que la tarifa aplicada al usuario final fue de 8,71 ctvs USD/kWh, esta diferencia origino los millonarios déficit tarifarios que acumularon las distribuidoras, este déficit traducido en deudas con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ascendieron a 1'759.634.915,97 millones de dólares.

la energía de los generadores privados que no cuenten con contratos regulados[20].

- La energía generada es asignada de forma proporcional a la demanda regulada de las empresas de distribución, de forma similar ocurre para las Transacciones Internaciones de Electricidad (TIES).
- Se ratifica la limitación de la inversión privada en el sector eléctrico salvo excepcionalidades que se presenten en los siguientes casos establecidos en la reforma del artículo 2 de la LRSE:
  - Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,
  - Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.
- Se permite la participación de la generación y autogeneración privada que iniciaron su operación, previo a la expedición de la Regulaciones pertinentes.

- El Mandato No. 15 permitió la fusión entre las empresas públicas, creándose así la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) que integra las actividades de generación y transmisión, adicionalmente se fusionaron la mayor parte de las empresas de distribución de la región costa dando lugar a la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) con el objetivo de reestructurar el sector, ampliar las línea de transmisión, mejorar la gestión de las empresa de distribución y concretar determinados proyectos.

- Desde la expedición del Mandato No.15 hasta la presente fecha no se ha logrado definir un modelo para el sector eléctrico, dado que el proceso de cambio ha sido complejo sumado al hecho de que la Asamblea Nacional Constituyente no ha propuesto un proyecto para la nueva Ley de Energía.

- El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) en el año 2009 elaboró un borrador para la creación de la nueva Ley Orgánica de Energía (LOE) la cual acoge las disposiciones y postulados emanados por la Constitución Política del Ecuador y por el Mandato No. 15, para que la provisión de energía eléctrica sea oportuna y suficiente, de manera que propicie el desarrollo de la sociedad ecuatoriana. El modelo propuesto en la LOE plantea un monopolio eficiente que mantiene la autonomía administrativa y financiera de las diferentes empresas, de tal forma que se pueda realizar un seguimiento de la gestión de cada una de las etapas operativas del sector para no retomar el modelo aplicado por el INECEL.

- La etapa transitoria del mercado eléctrico actual hacen vaticinar cual sería el funcionamiento del modelo formulado por la LOE, debido a que los criterios planteados por esta Ley conforman un mercado eléctrico muy parecido al vigente. Esto hace prever que uno de los principales inconvenientes será tener al Estado como encargado de financiar los proyectos de transmisión y distribución, debido a que las inversiones en el sector pueden verse afectadas por decisiones políticas.

[20] En el año 2012, el valor total a través de contratos regulados fue de 662.33 millones de dólares, en tanto que en el mercado de corto plazo fue de 48.59 millones de dólares.

- El MEER en la actualidad actúa como un pseudo Comprador Único debido a que asume el rol de negociador entre la compra-venta de energía. En este sentido se ha determinado que el modelo de Comprado Único, como nueva estructura del sector, permitiría crear niveles de competencia en la generación de electricidad para obtener mejores precios en la venta de energía beneficiando a los usuarios finales.
- El modelo de Comprado Único permitiría la participación de generadores públicos y privados que a través de licitaciones de energía nueva, energía existente y de ajuste garantizarían el suministro para satisfacer la creciente demanda, fortaleciendo la sostenibilidad del sector eléctrico. El esquema de licitación planteado separa a la generación nueva y existente, para que la nueva producción, que es más cara, no compita con la existente la cual posee activos depreciados.
- Los nuevos o futuros inversionistas tendrán la seguridad de que su energía será comprada, debido a que en las licitaciones de energía nueva se firmará un contrato por su producción futura y así eliminar la incertidumbre por la venta de su energía.
- El Comprador Único simplificara las transacciones realizadas entre los agentes del sector, de forma que las distribuidoras minimicen esta responsabilidad y se enfoque a prestar un servicio más eficiente y confiable.

3.8.2. RECOMENDACIONES

- Implementar una nueva legislación del sector eléctrico, acompañada de un marco regulatorio imparcial y confiable que brinde seguridad a los inversionistas privados y a todo el sector en general, lo cual permitirá la sostenibilidad del modelo de Comprador Único o de cualquier otro modelo que se pretenda implantar.
- Fortalecer la gestión empresarial de cada uno de los actores del sector, para así precautelar su rendimiento financiero y mejorar la liquidez del mercado eléctrico, para ello se requiere un esfuerzo conjunto de todos los agentes.
- El Estado deberá entregar oportunamente los subsidios y recursos a los que se comprometa, y minimizar el endeudamiento de los agentes distribuidores y así evitar el aplazamiento de las inversiones en el sector eléctrico.
- Si el modelo de Comprador Único es aplicado, se recomienda que la participación de CELEC EP en el segmento de generación, se vaya reduciendo gradualmente en función de agregar cierto grado de competencia al sector.
- Se recomienda que la metodología para las licitaciones sea correctamente seleccionada, de manera de obtener el máximo beneficio en la compra-venta de energía.
- La entrega de información entre las empresas de distribución y el Comprador Único deberá ser oportuna y correcta, para que este último pueda realizar los contratos necesarios para cubrir la demanda.

Bibliografía

[1] R. Avance. Cuenca lidera eficiencia en el sector eléctrico ecuatoriano. 2010. URL: http://www.revistavance.com/reportajes-octubre-2010/cuenca-lidera-eficiencia-en-el-sector-electrico-ecuatoriano.html.

[2] G. Salazar and S. Naranjo. Análisis de riesgo para distintas modalidades de contratos bilaterales de energía eléctrica. 2006. URL: http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/197/1/rte07-03.pdf.

[3] Sally Hunt. Making competition work in electricity. *Wiley & Sons*, New York, 2002.

[4] Expertos en Mercados (XM). Características del Sistema Interconectado Nacional Febrero 2012. URL: http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/CARACT_SIN_%20Feb12.pdf.

[5] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano. 2005. URL: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT05-OEE-OSINERGa1.pdf.

[6] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Mercado y Tarifas. *Valor Agregado de Distribución (VAD)*, Capítulo - VIII(Artículo - 56).

[7] Marcelo Jaramillo. Ecuador Siglo XXI (El Sector Eléctrico en la Estrategia de Desarrollo). 1991. URL: http://repositorio.iaen.edu.ec/handle/24000/618.

[8] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Regulaciones. URL: http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=3.

[9] Corporación Eléctrica del Ecuador. Capacidad Instalada (Generación). CELEC EP. URL: www.celec.com.ec.

[10] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Estadísticas del Sector Eléctrico. URL: http://www.conelec.gob.ec/indicadores/.

[11] Expertos en Mercados (XM). Información Operativa y Comercial. URL: http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx.

[12] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Mercados y tarifas. *Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista.*, Capítulo - VIII(Artículo - 46).

[13] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. De las empresas de generación, trasmisión y distribución. *Obligaciones de las Empresas de Generación*, Capítulo - VI(Artículo - 31).

[14] Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica Reglamento de Concesiones. Prohibiciones. *Actividades prohibidas a los generadores.*, Capítulo - VIII(Artículo - 88).

[15] Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Aspectos Generales. *Definiciones*, Capítulo - 1(Artículo - 4).

[16] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. De las empresas de generación, trasmisión y distribución. Capítulo - VI(Artículo - 32).

[17] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. De las empresas de generación, trasmisión y distribución. *Obligaciones del Transmisor*, Capítulo - VI(Artículo - 33).

[18] Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica Reglamento de Concesiones. Prohibiciones. *Actividades prohibidas al trasmisor*, Capítulo - VIII(Artículo - 90).

[19] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. De las empresas de generación, trasmisión y distribución. *De las Empresas de Distribución.*, Capítulo - VI(Artículo - 34).

[20] Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica Reglamento de Concesiones. Prohibiciones. *Actividades prohibidas a los distribuidores y comercializadores*, Capítulo - VIII(Artículo - 89).

[21] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Mercado y Tarifas. *Principios Tarifarios*, Capítulo - VIII(Artículo - 53).

[22] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Mercado y Tarifas. *Precio Referencial de Generación Para Usuario Final.*, Capítulo - VIII(Artículo - 54).

[23] Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Mercado y Tarifas. *Tarifas de Trasmisión*, Capítulo - VIII(Artículo - 55).

[24] Ley Orgánica de Energía. Estructura. *Estructura Institucional Sectorial.*, Capítulo - I(Artículo - 9).

[25] Ley Orgánica de Energía. Régimen de Funcionamiento del Sector. *Transacciones en el Mercado Eléctrico*, Capítulo - II(Artículo - 53).

[26] Ley Orgánica de Energía. Régimen de Funcionamiento del Sector. *De las Transacciones de Corto Plazo*, Capítulo - II(Artículo - 60).

Apéndice A

PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA[1]

A continuación se presenta los proyectos de generación eléctrica incorporados recientemente o que se encuentran en construcción

CELEC EP – CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE MAZAR

- Potencia instalada: 170 MW
- Energía media: 900 GWh/año
- Incremento de energía en Paute Molino: 700 GWh/año
- Ubicación: Aguas arriba de la central hidroeléctrica Paute Molino. Cantones Sevilla de Oro, Azogues; Provincias de Azuay y Cañar.
- Vertiente: Amazonas
- Tipo de Central: con embalse, 410 Hm3 de volumen total, 310 Hm3 de volumen útil
- Unidades de generación: 2 de 85 MW c/u
- Tipo de turbina: Francis
- Inicio de operación del embalse Mazar: mayo de 2010
- Inicio de operación comercial de la Unidad 1 en junio de 2010
- Inicio de operación comercial de la Unidad 2 en diciembre de 2010

CELEC EP - CENTRAL TERMOELÉCTRICA PASCUALES 2

- Potencia: 132 MW
- Energía media: 492 GWh/año
- Ubicación: Cantón Guayaquil, Provincia del Guayas
- Tipo de Central: TG (turbina a gas)
- Combustible: diésel
- Número de unidades: 6 de 22 MW c/u

[1]Consejo Nacional De Electricidad (CONELEC). Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, p. 51, 52, 53.

- Estado: En operación comercial desde enero de 2010

CELEC EP - CENTRAL TERMOELÉCTRICA MIRAFLORES TG1

- Potencia: 22 MW E
- nergía media: 81.6 GWh/año
- Ubicación: Manta - Central Miraflores
- Tipo de Central: TG (turbina a gas)
- Combustible: diésel
- Estado: En operación comercial desde diciembre de 2009

CELEC EP - CENTRAL TERMOELÉCTRICA QUEVEDO

- Potencia: 102 MW
- Energía media: 759 GWh/año
- Ubicación: Quevedo
- Número de unidades: 60 de 1,7 MW c/u
- Tipo de Central: MCI (motores de combustión interna)
- Combustible: fuel oil No. 6
- Estado: En operación comercial desde marzo de 2011

CELEC EP - CENTRAL TERMOELÉCTRICA SANTA ELENA

- Potencia: 90,1 MW
- Energía media: 671 GWh/año
- Ubicación: Santa Elena
- Número de unidades: 53 de 1,7 MW c/u
- Tipo de Central: MCI (motores de combustión interna)
- Combustible: fuel oil No. 6
- Estado: En operación comercial desde marzo de 2011

CELEC EP - PROYECTO TERMOELÉCTRICO MANTA II

- Potencia: 20,4 MW
- Energía media: 86,4 GWh/año
- Ubicación: Cantón Manta, Provincia de Manabí
- Tipo de Central: MCI (motores de combustión interna)
- Número de unidades: 12 de 1,7 MW c/u
- Combustible: fuel oil N° 6
- Estado: En operación comercial desde enero de 2011

CELEC EP - PROYECTO HIDROELÉCTRICO PAUTE SOPLADORA

- Potencia: 487,8 MW
- Energía media: 2.770 GWh/año
- Ubicación: Entre las provincias de Azuay y Morona Santiago, aguas abajo de la central Paute Molino
- Vertiente: Amazonas
- Tipo de Central: de pasada
- Unidades de generación: tres (3) de 162,6 MW c/u
- Tipo de turbina: Francis
- Inicio operación comercial estimada: abril de 2015
- Estado: En construcción.

ELECAUSTRO S.A. - CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA

- Potencia: 26 MW
- Energía media: 203 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Cañar, Cantón Cañar, Parroquia San Antonio, Río Cañar
- Vertiente: Pacífico
- Tipo de Central: de pasada
- Unidades: 2 de 13 MW c/u
- Tipo de turbina: Pelton
- Estado: En operación comercial desde febrero de 2012

HIDROLITORAL EP - PROYECTO MULTIPROPÓSITO BABA

- Potencia: 42 MW
- Energía media estimada: 161 GWh/año
- Incremento de energía en la Central Marcel Laniado por trasvase: 441 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Los Ríos, Cantón Buena Fe, Parroquia Patricia Pilar
- Vertiente: Pacífico
- Tipo de Central: Embalse, 82 Hm3
- Número de unidades: 2 de 21 MW c/u
- Tipo de turbina: Kaplan
- Trasvase opera desde enero de 2012
- Estado: en construcción, operación comercial estimada para segundo semestre de 2012.

HIDROTOAPI EP - PROYECTO HIDROELÉCTRICO TOACHI PILATÓN

- Potencia: Total: 253 MW
- Central Sarapullo: 49 MW
- Central Alluriquín: 204 MW
- Energía media estimada: 1.100 GWh/año
- Ubicación: Límites de las Provincias de Sto. Domingo de los Tsáchilas, Pichincha y Cotopaxi, cantones Mejía, Santo Domingo y Sigchos
- Vertiente: Pacífico
- Tipo de Central: Con embalse de regulación semanal en el río Toachi, 2 Hm3
- Unidades de generación: 3 en Sarapullo de 16,33 MW c/u y 3 en Alluriquín de 68 MW c/u
- Tipo de turbinas: Francis
- Inicio operación comercial estimada: febrero de 2015
- Estado: En construcción.

COCA CODO SINCLAIR EP - PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA CODO SINCLAIR

- Potencia: 1.500 MW
- Energía media: 8.743 GWh/año
- Ubicación: Cantones El Chaco y Lumbaqui, provincias de Napo y Sucumbíos.
- Vertiente: Amazonas
- Tipo de Central: de pasada con embalse compensador.
- Unidades de generación: 8 de 187,5 MW c/u
- Tipo de turbinas: Pelton
- Inicio de operación comercial estimado: febrero de 2016
- Estado: en construcción.

Adicionalmente se muestra los proyectos de generación eléctrica que se han venido construyendo desde febrero de 2012.

A.1. DE CAPITAL PÚBLICO:

- **MINAS-SAN FRANCISCO (276 MW)** Proyecto hidroeléctrico Minas-San Francisco, CELEC EP Enerjubones. Potencia: 276 MW, energía media: 1.321 GWh/año. Ubicado en las provincias de Azuay y El Oro.
- **JARAMIJÓ (149 MW)** Proyecto termoeléctrico Jaramijó, CELEC EP. Potencia: 149 MW, energía media: 979 GWh/año. Ubicado en la provincia de Manabí.

- **DELSI TANISAGUA (116 MW)** Proyecto hidroeléctrico Delsi Tanisagua, CELEC EP Gensur. Potencia: 116 MW, energía media: 904 GWh/año. Ubicado en la provincia de Zamora Chinchipe.
- **MANDURIACU (62 MW)** Proyecto hidroeléctrico Manduriacu, CELEC EP Enernorte. Potencia: 62 MW, energía media: 356 GWh/año. Ubicado en la provincia de Pichincha.
- **QUIJOS (50 MW)** Proyecto hidroeléctrico Quijos, CELEC EP Enernorte. Potencia: 50 MW, energía media: 355 GWh/año. Ubicado en la provincia de Napo.
- **JIVINO (45 MW)** Proyecto termoeléctrico Jivino, CELEC EP. Potencia: 45 MW, energía media: 296 GWh/año. Ubicado en la provincia de Orellana.
- **SANTA ELENA (42 MW)** Proyecto termoeléctrico Santa Elena, CELEC EP. Potencia: 42 MW, energía media: 276 GWh/año. Ubicado en la provincia de Santa Elena.
- **MAZAR DUDAS (21 MW)** Proyecto hidroeléctrico Mazar Dudas, Hidroazogues S.A. Potencia: 21 MW, energía media: 125,3 GWh/año. Ubicado en la provincia de Cañar. 55 Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021
- **VILLONACO (16,5 MW)** Proyecto eólico Villonaco, CELEC EP Gensur. Potencia: 16,5 MW, energía media: 64 GWh/año. Ubicado en la provincia de Loja.
- **VICTORIA (10 MW)** Proyecto hidroeléctrico Victoria, EEQSA. Potencia: 10 MW, energía media: 63,8 GWh/año. Ubicado en la provincia de Napo.
- **CHORRILLOS (4 MW)** Proyecto hidroeléctrico Chorrillos, Hidrozamora EP. Potencia: 4 MW, energía media: 21 GWh/año. Ubicado en la provincia de Zamora Chinchipe.
- I**SIMANCHI (2,25 MW)** Proyecto hidroeléctrico Isimanchi, EERSSA. Potencia: 2,25 MW, energía media: 16,8 GWh/año. Ubicado en la provincia de Zamora Chinchipe.
- **BUENOS AIRES (1 MW)** Proyecto hidroeléctrico Buenos Aires, Empresa Eléctrica Norte S.A. Potencia: 1 MW, energía media: 7 GWh/año. Ubicado en la provincia de Imbabura.

A.2. DE CAPITAL PRIVADO:

- **TOPO (22,8 MW)** Proyecto hidroeléctrico Topo, Pemaf S.A. Potencia: 22,8 MW, energía media: 164 GWh/año. Ubicado en la provincia de Tungurahua.
- **SAN JOSÉ DEL TAMBO (8MW)** Proyecto hidroeléctrico San José del Tambo, Hidrotambo S.A. Potencia: 8 MW, energía media: 50,5 GWh/año. Ubicado en la provincia de Bolívar.

- **SAN JOSÉ DE MINAS (6,4 MW)** Proyecto hidroeléctrico San José de Minas, San José de Minas S.A. Potencia: 6,4 MW, energía media: 37 GWh/año. Ubicado en la provincia de Pichincha.

Apéndice B

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN[1]

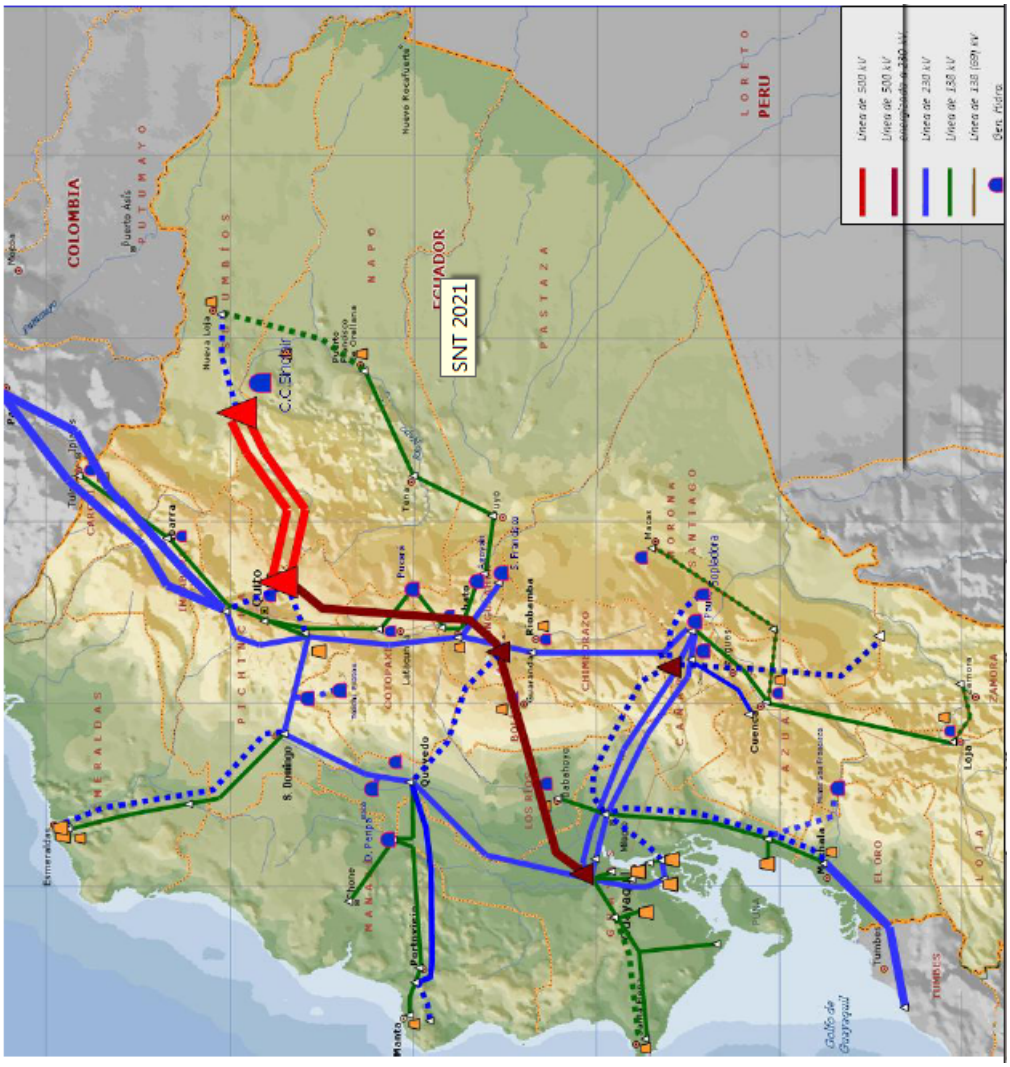


Figura B.1: Sistema Nacional de Transmisión

[1]Consejo Nacional De Electricidad (CONELEC). Plan Maestro de Electrificación 2012-2021. p. 252.

Apéndice C

DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LOS CARGOS TARIFARIOS [1]

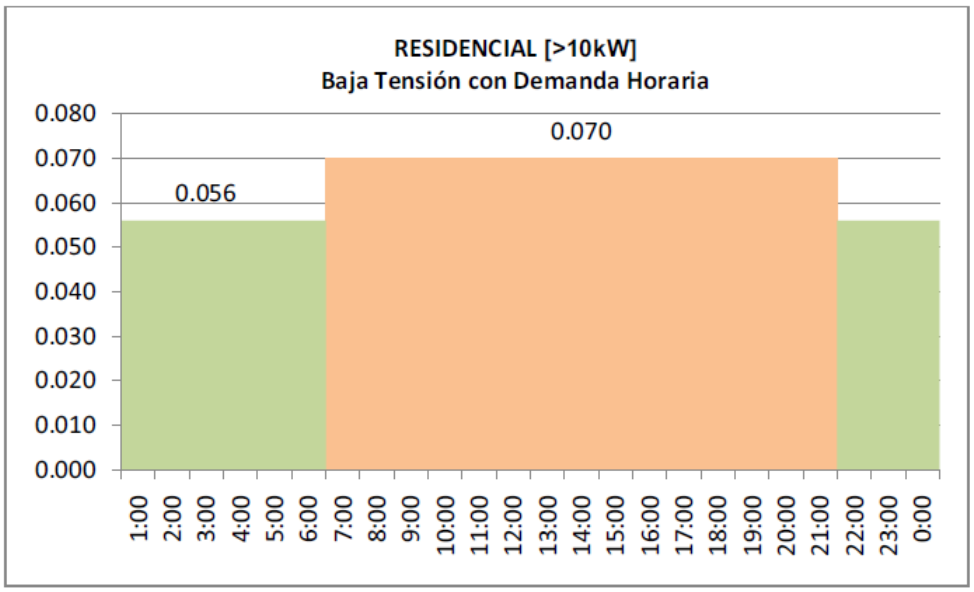


Figura C.1: Cargos tarifarios únicos en baja tensión con demanda horaria.

[1] BETANCOURT, Edgar, Estudio y planteamiento para establecer una tarifa horaria en el pico del sistema eléctrico en el Ecuador como incentivo de eficiencia energética, Tesis U.P.S Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, junio de 2011.

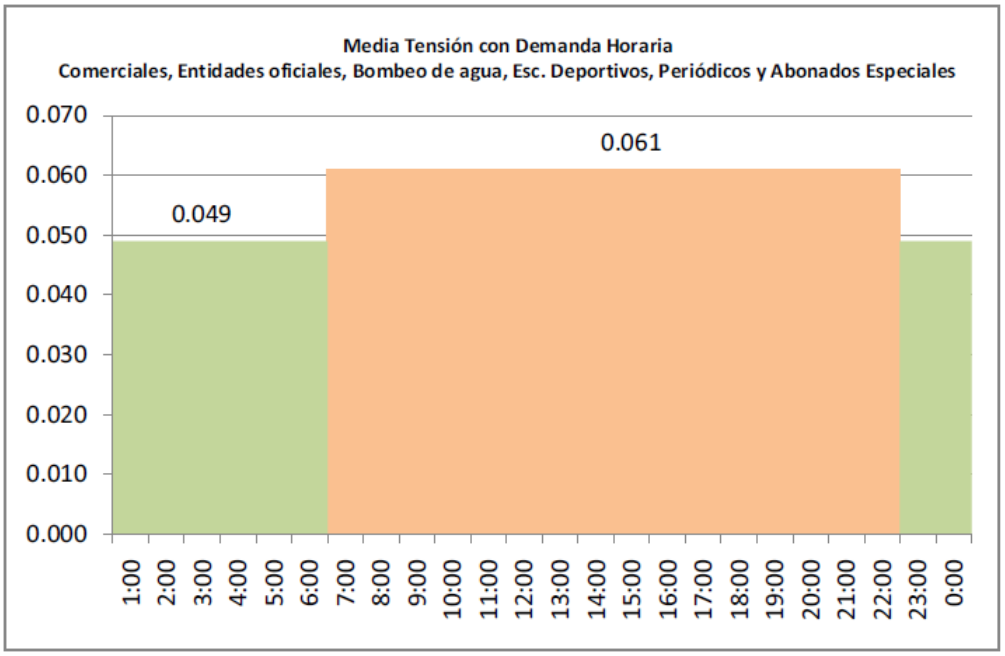


Figura C.2: Cargos tarifarios únicos en media tensión con demanda horaria.

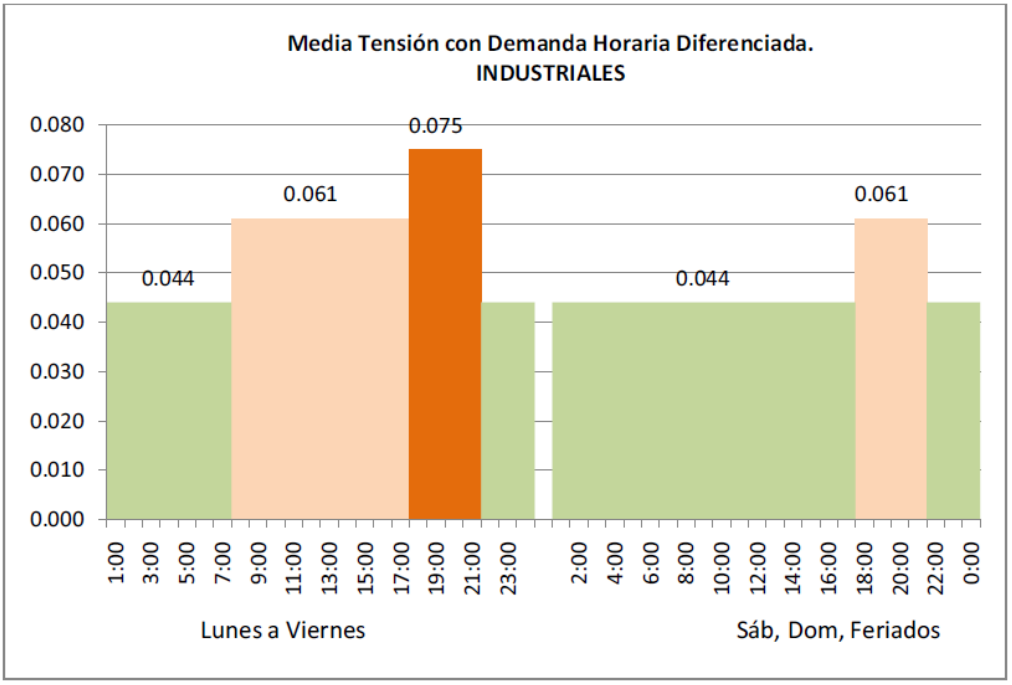


Figura C.3: Cargos tarifarios únicos en media tensión con demanda horaria diferenciada para industriales.

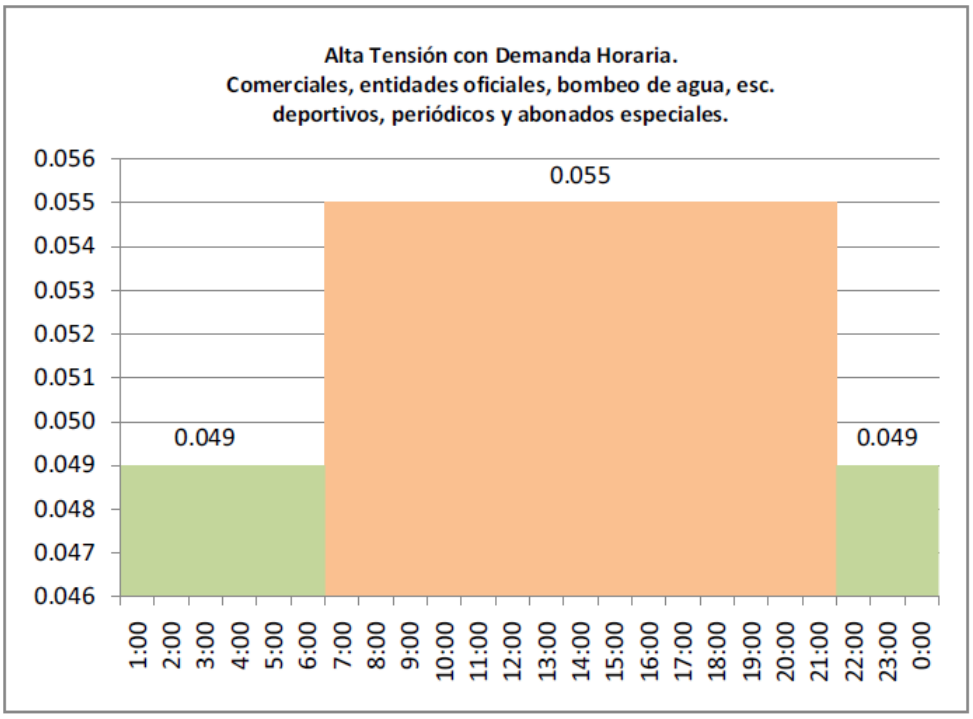


Figura C.4: Cargos tarifarios únicos en alta tensión con demanda horaria.

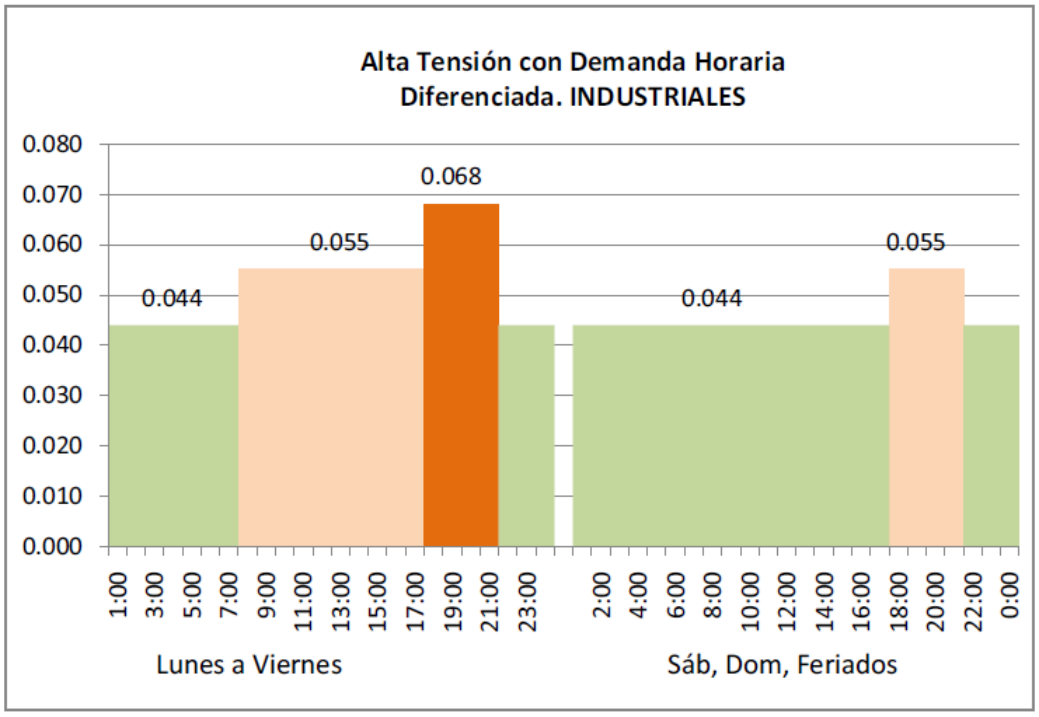


Figura C.5: Cargos tarifarios únicos en alta tensión con demanda horaria diferenciada para industriales.

Apéndice D

CARGOS TARIFARIOS EXPEDIDOS POR EL CONELEC PARA EL PERIODO ENERO-DICIEMBRE 2012

NORTE-COTOPAXI-AMBATO-RIOBAMBA-CNEL BOLÍVAR-AZOGUES-CENTROSUR-SUR

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL TENSIÓN	BAJA Y MEDIA TENSIÓN		
0-50		0,081	
51-100		0,083	
101-150		0,085	
151-200		0,087	
201-250		0,089	
251-300		0,091	
301-350		0,093	
351-500		0,095	1,414
501-700		0,1185	
701-1000		0,1350	
1001-1500		0,1609	
1501-2500		0,2652	
2501-3500		0,4260	
Superior		0,6712	
	RESIDENCIAL TEMPORAL		
		0,100	1,414

CATEGORÍA	GENERAL		
NIVEL TENSIÓN	GENERAL BAJA TENSIÓN		
	BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA		
	COMERCIAL, E. OFICIALES, BOMBEO AGUA, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO		
0-300		0,072	1,414
Superior		0,083	
	INDUSTRIAL ARTESANAL		
0-300		0,063	1,414
Superior		0,079	
	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO		
0 - 100		0,024	
101-200		0,026	1,414
201-300		0,028	
Superior		0,053	
	CULTOS RELIGIOSOS		
0 - 100		0,024	
101-200		0,026	1,414
201-300		0,028	
Superior		0,053	
	BAJA TENSIÓN CON DEMANDA		
	COMERCIALES, INDUSTRIALES, E. OFICIALES, BOMBEO AGUA, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,790	0,070	1,414
	BAJA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA		
	4,790		1,414
07h00 hasta 22h00		0,070	
22h00 hasta 07h00		0,056	
NIVEL TENSIÓN	GENERAL BAJA Y MEDIA TENSIÓN		
	G4: BOMBEO AGUA - COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS SIN FINES DE LUCRO		
0-300		0,040	0,700
Superior		0,040	
	CULTOS RELIGIOSOS		
	3,000	0,055	1,414
	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA		
	3,000	0,055	1,414
	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA		
	3,000		1,414
07h00 hasta 22h00		0,055	
22h00 hasta 07h00		0,044	

NIVEL TENSIÓN	GENERAL MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA		
	COMERCIALES, INDUSTRIALES, E. OFICIALES, BOMBEO AGUA, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,790	0,061	1,414
NIVEL TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA		
	COMERCIALES, E. OFICIALES, BOMBEO AGUA, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,576		1,414
07h00 hasta 22h00		0,061	
22h00 hasta 07h00		0,049	
NIVEL TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA		
	INDUSTRIALES		
	4,576		1,414
L-V 08h00 hasta 18h00		0,061	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,075	
L-V 22h00 hasta 08h00*		0,044	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,061	

NIVEL TENSIÓN	ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA		
	COMERCIALES, E. OFICIALES, BOMBEO AGUA, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,400		1,414
07h00 hasta 22h00		0,055	
22h00 hasta 07h00		0,049	
NIVEL TENSIÓN	ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA		
	INDUSTRIALES		
	4,400		1,414
L-V 08h00 hasta 18h00		0,055	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,068	
L-V 22h00 hasta 08h00*		0,044	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,055	
CATEGORÍA	ALUMBRADO PÚBLICO		
	2,940	0,105	

Apéndice E

LISTADO DE PROYECTOS RECOMENDADOS PARA EJECUCIÓN EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN [1]

Operación completa desde 1 de	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]
ene-12	Trasvase Baba a Marcel Laniado	Hidroltoral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	*	441
mar-12	Ocaña	Elecaustro S.A.	En operación	Público	Hidroeléctrico	26,0	203
abr-12	Buenos Aires	Empresa Eléctrica Norte S.A.	En operación	Público	Hidroeléctrico	1,0	7
may-12	Térmica Residuo Etapa 2: Jivino (45 MW)	CELEC - EP	En operación	Público	Termoeléctrico	45,0	296
may-12	Térmica Residuo Etapa 2: Santa Elena III (42 MW)	CELEC - EP	En operación	Público	Termoeléctrico	42,0	276
jun-12	Térmica Residuo Etapa 2: Jaramijó (149 MW)	CELEC - EP	En construcción	Público	Termoeléctrico	149,0	979
oct-12	Villonaco	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Eólico	16,5	64
dic-12	Baba	Hidroltoral EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	42,0	161
may-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17
sep-13	Térmica Cuba I Guangopolo (50 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330
oct-13	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	50
nov-13	Térmica Cuba II (Quito Norte 40 MW, Jama 20 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	60,0	395
nov-13	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491
nov-13	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	22,8	164
ene-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	6,4	37
ene-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125
may-14	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	21
sep-14	Victoria	EEQSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64
sep-14	Sigchos	Triolo S.R.L.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	17,4	125
oct-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631
mar-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1 100
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2 770
may-15	Manduriacu	CELEC EP Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	62,0	356
jul-15	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	735
nov-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904
dic-15	Quijos	CELEC EP Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	355
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP Enerjubones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1 321
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1 500,0	8 743
ene-17	Eólico I	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Eólico	15,0	64
jun-17	Tufiño - Chiles	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Geotérmico	50,0	394
jul-17	Eólico II	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Eólico	15,0	64
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	30,0	201
ene-19	Geotérmico I	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Geotérmico	30,0	237

[1] Consejo Nacional De Electricidad (CONELEC). Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, p. 174,175.