



RESUMEN

La liberalización de actividades tradicionalmente monopolísticas, como la producción y el suministro de energía eléctrica, ha abierto nuevas posibilidades que permiten aplicar a los usuarios un precio de la energía más adecuado, considerando aspectos tales como el valor o la utilidad de la energía para el usuario en cada momento. Los consumidores pasan, en este nuevo escenario, a ser considerados sujetos activos de un mercado, merecedores de consideración individualizada según sus características de consumo, precios y calidad de servicio.

En este sentido y ante los cambios políticos es necesario la correcta determinación de los precios de la energía eléctrica a aplicar a los usuarios finales, ya que constituye uno de los pilares fundamentales sobre los cuales se sustenta el proceso de reestructuración del sector eléctrico.

Este proyecto está enfocado a analizar un esquema de remuneración de los sistemas de distribución, proponiendo una metodología específica para el caso ecuatoriano para generar una propuesta para incentivar a las empresas distribuidoras.

Al aplicarse la metodología propuesta en esta tesis, se realizó los respectivos cálculos y a pesar de aplicar las mismas condiciones con las que se realizan los cálculos en la actualidad, los resultados obtenidos son mayores a los obtenidos por el CONELEC.

Al revisar los resultados obtenidos superiores a los aplicados, esto muestra que la situación financiera actual de las diferentes Empresas Eléctricas del País es crítica ya que a pesar de que el Estado reconoce la existencia de un déficit tarifario aquí se pudo demostrar que dicho déficit es superior a lo establecido.



Contenido

CAPÍTULO 1	10
1.1 INTRODUCCIÓN	10
1.2 JUSTIFICACIÓN	11
1.3 OBJETIVOS	12
1.4 DISEÑO METODOLÓGICO	16
CAPÍTULO 2	18
2.1 INTRODUCCIÓN:	18
2.2 REGULACIÓN ELÉCTRICA	28
2.2.1 Introducción a la Regulación Económica	28
2.2.2 Regulación tasa de retorno	32
2.2.3 Desarrollo basado en el ratemaking.	36
2.1.4 Estructura de la tasa	41
2.2 SECTOR ELÉCTRICO DE CALIFORNIA	46
2.2.1 Introducción	46
2.2.2 Reforma del Sector Eléctrico en California	49
2.2.3 Legislación federal en la industria de la energía eléctrica relacionada con la integración vertical	51
2.2.4 Diseño del mercado	52
2.2.5 La remuneración por la actividad de distribución regulada	56
2.2.6 Funcionamiento del mercado y efectos subsecuentes de la reforma:	57
2.2.7 La crisis de California: ¿efecto de la desintegración?	61
2.3 Sector Eléctrico de Noruega y países nórdicos	62
2.3.1 Introducción	62



2.3.2	La Ley de Energía de 1990: Objetivos y Consecuencias	63
2.3.3	La Ley de Energía de 1990: Características.....	64
2.3.4	Mercado Eléctrico Mayorista	66
2.3.5	Servicios Auxiliares.....	69
2.3.6	Contratos Bilaterales.	70
2.3.7	ACCESO, PRECIOS E INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	70
2.3.8	REGULACION DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y COMPETENCIA MINORISTA.....	73
2.4	EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	76
2.4.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 76	
2.4.2	El nuevo marco regulatorio.....	78
2.4.3	Mercado Eléctrico Mayorista	83
2.4.4	ACCESO A LA TRANSMISIÓN, PRECIOS E INVERSIÓN.....	85
2.4.5	REGULACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y COMPETENCIA MINORISTA.....	86
2.4.6	ASPECTOS PARTICULARES DEL PROCESO REGULATORIO EN ESPAÑA	88
2.5	SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO.....	90
2.5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO	90
2.5.1.1	Generación y estructura actual de la Industria	91
2.5.1.2	Transmisión	91
2.5.1.3	Distribución.....	92
2.5.1.4	Consumo	93



2.5.1.5 Tarifas Eléctricas.	93
2.5.2 El marco regulatorio.....	93
2.5.2.1 Evolución	93
2.5.2.2 La Nueva Ley Eléctrica.....	95
2.5.2.3 Autoridades Regulatoras	96
2.5.2.4 El proceso de privatización en Argentina.....	97
2.5.3 El Mercado Eléctrico Mayorista	97
2.5.3.1 Mercado Eléctrico y Despacho Económico	98
2.5.3.2 Capacidad de Pago	98
2.5.3.3 Reserva Fría y Servicios Auxiliares.	98
2.5.3.4 Ingresos de Generación	98
2.5.3.5 Programación, Despacho y Liquidación	99
2.5.3.6 Contratos Bilaterales	99
2.5.4 Acceso a la transmisión, precios e inversión.	100
2.5.4.1 Cargos por Transmisión	100
2.5.4.2 Sanciones por falta de disponibilidad de los activos de transmisión. 100	
2.5.4.3 Expansión de la Transmisión.....	101
2.5.5 REGULACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	101
2.5.5.1 Concesiones de Distribución	102
2.5.5.2 Evaluación de los costos de distribución.	103
2.5.5.3 Tarifas reguladas, categorías de clientes	104
2.5.6 ASPECTOS PARTICULARES DEL PROCESO REGULATORIO EN ARGENTINA.....	104



2.5.6.1 Regulación de la Calidad de Energía después de la privatización de la distribución.....	104
2.5.6.1.1 Control de Calidad.....	105
2.5.6.1.2 Costo de Energía No Suministrada.	106
2.5.6.1.3 Resultados.	106
CAPÍTULO 3.....	107
3.1 INTRODUCCIÓN.....	107
3.2 EVOLUCIÓN NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	107
3.3 ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL ECUADOR.	118
3.3.1 Introducción.....	118
3.4 MODELO DEL COSTO DEL SERVICIO.....	119
3.5 ANÁLISIS DE COSTOS IMPUTABLES AL SERVICIO DE GENERACIÓN Y COSTO MEDIO DE GENERACIÓN (CMG).....	120
3.5.1 Cálculo del CMG.....	123
3.6 COSTO DE TRANSMISIÓN.....	124
3.7 COSTO DEL SERVICIO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS.....	126
3.7.1 Activos en Servicio.....	126
3.7.2 Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización.....	128
3.7.3 Costos Totales del Servicio de Distribución.....	129
3.7.4 Costos Agregados de Distribución de las Empresas Eléctricas .	130
3.8 ESTIMACIÓN DE DÉFICIT TARIFARIO PARA EL AÑO 2010.....	136
CAPÍTULO 4.....	138



4.1	APLICACION DE REGULACIÓN POR INCENTIVOS PARA LA RETRIBUCIÓN A LAS DISTRIBUIDORAS, CASO ECUATORIANO.....	138
4.1.1	Introducción	138
4.2	REGULACIÓN POR INCENTIVOS.....	139
4.2.1	Ingresos Máximos (Revenue Cap)	141
4.2.2	Precios Máximos (Price Cap)	142
4.3	METODOS DE INDEXACIÓN.....	143
4.4	EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA INDEXACIÓN RPI- X.....	146
4.4.1	La regulación en Inglaterra	146
4.5	CONSIDERACIONES GENERALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS Y COMERCIALIZADORAS	148
4.5.1	Cálculo del ingreso permitido	149
4.5.2	Productividad.....	152
4.6	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	153
CAPÍTULO 5		159
5.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	159
5.1.1	CONCLUSIONES:.....	159
5.1.2	RECOMENDACIONES:.....	165



Ma. Fernanda Ramírez Cabrera reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magíster en Sistemas Eléctricos de Potencia. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Ma. Fernanda Ramírez Cabrera, certifica que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autora.



AGRADECIMIENTO

A Dios por llevarme a su lado a lo largo de esta vida siempre llenándome de alegría y gozo.

Al ingeniero Patricio Quituisaca, porque muchas de estas páginas estarían vacías si no hubiera sido por su constante dedicación a ayudarme a concluir esta meta tan importante, gracias.

Al máster Ciro Larco, gracias por cada una de esas sesiones en que compartimos opiniones y sentí su interés en cada una de las palabras escritas en este documento, mi tesis.

A mis sobrinos Samantha, Wladimir y Sophie, porque su existencia va más allá de un simple apoyo y compañía, porque cada uno de ustedes son la palabra de aliento o alegría que he necesitado.

A mi maestro, amigo y colega el ingeniero Pedro León y a los pocos amigos que me quedan, que pacientes esperaron mis encerronas y fueron un importante apoyo constante y en especial a los que a la distancia siempre me acompañan.



DEDICATORIA

A toda mi familia en especial a mis padres Bladimiro y Esmeralda, por su comprensión y ayuda en momentos malos y menos malos. Me han enseñado a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño, y todo ello con una gran dosis de amor y sin pedir nunca nada a cambio.

A todos ellos, les dedico todo mi esfuerzo y les doy muchas gracias de todo corazón.

A la Esmeralda de mi vida.



CAPÍTULO 1

1.1 INTRODUCCIÓN

La liberalización de actividades tradicionalmente monopolísticas, como la producción y el suministro de energía eléctrica, ha abierto nuevas posibilidades que permiten aplicar a los usuarios un precio de la energía más adecuado, considerando aspectos tales como el valor o la utilidad de la energía para el usuario en cada momento. Los consumidores pasan, en este nuevo escenario, a ser considerados sujetos activos de un mercado, merecedores de consideración individualizada según sus características de consumo, precios y calidad de servicio.

En este sentido y ante los cambios políticos es necesaria la correcta determinación de los precios de la energía eléctrica a aplicar a los usuarios finales, ya que constituye uno de los pilares fundamentales sobre los cuales se sustenta el proceso de restructuración del sector eléctrico.

Las redes de distribución se tipifican, desde el punto de vista económico, como un monopolio natural. Las razones más importantes que determinan esta afirmación son:

- Los altos costos fijos iniciales que tiene la infraestructura necesaria para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica (EE), limitan o hacen poco probable la introducción de competencia en esta actividad.
- De igual manera, la naturaleza tecnológica, además de los altos costos fijos que poseen las redes de distribución de EE., también favorece la aparición de economías de escala dado el comportamiento decreciente de los costos medios para la prestación del servicio en la medida que crecen o se conectan



más usuarios finales pertenecientes a su mercado relevante. Tal condición genera, adicionalmente, subaditividad de costos.

La existencia del monopolio natural de una red de distribución imposibilita la elección del cliente o usuario para determinar quién le transporta o distribuye la energía que desea demandar, esta situación se traduce en una posición dominante del distribuidor de EE., con la posible aparición de rentas monopólicas.

Las asimetrías de información existentes entre los prestadores del servicio de distribución de EE., y los usuarios del servicio también favorecen la aparición de comportamientos “oportunistas” del primero, lo cual puede propiciar rentas de información que se traducen en mayores precios para el consumidor final y detrimento de la calidad y confiabilidad del servicio.

Uno de los inconvenientes que presenta la red de distribución eléctrica, es que es una tecnología que aún no posee un sustituto posible que desarrolle labor idéntica (transportar la EE.) al usuario en las mismas condiciones de seguridad y confiabilidad; por tal razón, su tecnología es única y privilegiada (el servicio de distribución de EE., no tiene sustitutos, dada la tecnología disponible).

1.2 JUSTIFICACIÓN

Los monopolios naturales de redes de distribución de EE., son regulados a través de la adopción de métodos y esquemas que incentivan el negocio. Los reguladores fijan parámetros de precios que garanticen una rentabilidad “justa” para un período tarifario de tiempo predeterminado, dejando que las empresas hagan su gestión buscando la eficiencia y posible apropiación de las rentas que se generen en el proceso regulado.



Estos mecanismos permiten a las empresas gestionar la estructura de los costos del capital (reposición y costos de oportunidad) y de funcionamiento de la red (administrativos, operativos y mantenimiento) y otros gastos financieros e impositivos.

Las diferencias en la aplicación de estos procedimientos surgen en las metodologías de traspaso de los costos a los usuarios finales, los métodos de valoración económica de los activos del negocio de redes, las metas que fija el regulador, entre otros temas del negocio de red.

Es por ello la necesidad de que la regulación que rijan un Estado deba permitir la rentabilidad del negocio para todos los agentes involucrados en el proceso. En particular, la remuneración de la actividad de distribución debe garantizar la recuperación de los costos fijos de inversión, operación y mantenimiento, más una rentabilidad razonable que incentiven la atracción de inversiones en el sector.

En la experiencia internacional, se han adoptado diversas políticas para la regulación y remuneración de la distribución, entre los que destacan por ejemplo: la retribución por costos o rentabilidad, la retribución en base a resultados o la regulación por incentivos.

Este trabajo servirá como aporte para incentivar a investigar posibles esquemas de remuneración aplicables a las empresas distribuidoras donde se incentiva a la eficiencia sin descuidar la calidad, así como para proponer potenciales cambios en el marco regulatorio en lo que se refiera a remuneración.

1.3 OBJETIVOS

Independientemente de la forma de regulación empleada, los objetivos de una buena regulación de la actividad de distribución eléctrica deberían ser, por un lado, promover inversiones eficientes y una



operación y mantenimiento eficientes, ofreciendo a los usuarios una calidad de servicio determinada, así como asegurar que, finalmente, las reducciones de costos que surgen como consecuencia de los aumentos de productividad se comparten entre todos los agentes involucrados: usuarios y empresas. Además, teniendo en cuenta las fuertes inversiones que debe acometer la distribuidora (de ahí deriva su característica de monopolio natural), y los prolongados períodos de recuperación de dichas inversiones, se debe asegurar una cierta estabilidad regulatoria que garantice la viabilidad económica de la actividad.

Todo ello sin olvidar el tema de la calidad de servicio, las empresas monopolísticas podrían tener pocos incentivos para asegurar un nivel de calidad de servicio óptimo bajo un esquema regulatorio de regulación por Incentivos, ya sea mediante “yardstick competition” o mediante sistemas de limitación de precios o de ingresos, puesto que su objetivo es reducir los costos. Además, la red de distribución es a la que se conecta la inmensa mayoría de los clientes, por lo que los aspectos de calidad de servicio adquieren una especial relevancia. Por ello, el objetivo de una buena regulación debería ser el de conseguir una red óptima, que proporcione el equilibrio más satisfactorio para el consumidor entre el costo de la electricidad y la calidad del servicio ofrecida.

La regulación por tasa de retorno o costo del servicio no garantiza que todos estos objetivos se cumplan. Este mecanismo de regulación consiste en fijar unas tarifas que cubran los costos históricos de las empresas reguladas, incluyendo los costos del capital invertido en los activos fijos necesarios para la prestación del servicio. El método fue ampliamente utilizando en los Estados Unidos para determinar tarifas de electricidad, gas y telecomunicaciones. Esta forma de regulación genera pocos incentivos para la gestión eficiente y, por el contrario, incentiva a



las empresas a elevar los costos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento.

Sin embargo, con la finalidad de inducir a las empresas a ser más eficientes, se han desarrollado los sistemas de regulación por incentivos. Entre estos mecanismos se pueden destacar los siguientes:

- Los sistemas de limitación de precios o de ingresos (Price cap o revenue cap)
- Los sistemas de yardstick competition o competencia por comparación.

Tanto el modelo de competencia por comparación como la regulación de limitación de precios o ingresos persiguen objetivos similares: que las tarifas reflejen niveles de costos eficientes, una tasa de retorno razonable, y que se generen los incentivos para una mayor eficiencia en las empresas, la cual debiera traspasarse a los consumidores en forma de menores tarifas.

En el modelo desarrollado en esta tesis, la empresa eléctrica realiza las funciones de empresa distribuidora de la energía eléctrica por la red de distribución y también de empresa comercializadora de la energía a los consumidores cautivos. Esta es la forma clásica en que las empresas eléctricas han prestado el servicio del suministro de energía. Por el momento, en la experiencia internacional, sólo se han beneficiado del libre acceso a las redes los clientes de gran consumo, pero existe la expectativa que en el futuro inmediato se abrirá a todos los usuarios independientemente de su capacidad de consumo. La legislación vigente en Ecuador coincide en permitir la comercialización especializada únicamente con usuarios de gran consumo. El modelo de gestión tarifaria se aplica considerando las siguientes situaciones:



La forma de regulación tradicional en el Ecuador es la de costo de servicio, basada en que la remuneración de la compañía eléctrica es establecida por el regulador a partir de los costos incurridos en el suministro, debidamente justificados, más una tasa de retorno del capital invertido, en el caso ecuatoriano esta tasa de retorno del capital invertido es cero al ser el propietario de la distribución de energía eléctrica el estado, situación que se indica en el capítulo 3 y son motivo de esta tesis.

Para el Ecuador el sector eléctrico es considerado un sector estratégico con beneficio social, sin embargo esto ha llevado a grandes déficits para las empresas eléctricas que a pesar de las disposiciones indicadas en el mandato 15 donde menciona que el ministerio de finanzas debe cancelar este déficit a cada empresa, esta situación cada vez se va volviendo insostenible por ello últimamente el gobierno ha visto la necesidad de ya no subsidiar a consumidores residenciales mayores, llevando esto a un uso eficiente de la energía para este grupo, siendo este un primer paso para estudiar más posibilidades para desarrollar eficientemente el sector eléctrico, ya que como se indica en el capítulo dos existen varias formas de retribuir a la empresas distribuidoras de energía eléctrica en la que no exista más interés en el que sea sustentable el desarrollo del sector eléctrico.

Es necesario analizar otra forma de retribuir a las empresas eléctricas aprovechando la condición **que es un sector estratégico** ya que dentro de este marco existen incentivos para ser eficientes y mejorar como empresas, como se determina en el capítulo cuatro.

Actualmente la forma en la que se le retribuye a las empresas eléctricas no cubre sus propios costos es por ello que al analizar una metodología



diferente a la actual en la que se vuelva sustentable sus estados financieros y se les incentive a ser eficientes esto llevará a una diferente posición de la administración, ya que no solo serán empresas prestadoras de servicio, sino empresas donde se demuestre la gestión de la administración para el bien de la sociedad.

1.4 DISEÑO METODOLÓGICO

La Investigación es un proceso que, mediante la aplicación del método científico, encamina a conseguir información apreciable y fehaciente, para concebir, comprobar, corregir o emplear el conocimiento.

La investigación está muy atada a los individuos de la especie humana, ésta posee una serie de caminos para adquirir el objetivo programado o para obtener a la información requerida

Asimismo, la investigación posee una serie de características que ayudan al investigador a regirse de manera eficaz en la misma. La investigación es tan compacta que posee formas, elementos, procesos, diferentes tipos, entre otros.

Para la realización de este trabajo de tesis para lograr un efecto de manera clara y precisa es ineludible emplear algún arquetipo de investigación, razón por la cual de los diferentes tipos de investigación: Investigación Exploratoria, Investigación Descriptiva, Investigación Correlacional e Investigación Explicativa, se utilizó ésta última mencionada.

Investigación Explicativa.

La razón por la que se escogió esta metodología se basa en que los estudios explicativos van más allá de la descripción de conceptos o variables o del establecimiento de relaciones entre conceptos, su



propósito es explicar, razones causales, de por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se da esté. Ello implica también que la investigación explicativa, revela el por qué dos o más variables están relacionadas. Los estudios explicativos tratan de explicar el por qué suceden los cambios cualitativos o explicativos en un objeto de estudio.

Las investigaciones explicativas son más estructuradas que las demás clases de investigaciones y de hecho implican los propósitos de ellas: exploración, descripción y correlación. Otorgando un sentido de entendimiento más completo del fenómeno a que hacen referencia. En resumen podemos señalar que este tipo de investigación es el más completo y el más indicado para realizar investigaciones que intenten explicar profundamente un determinado objeto de estudio.

Estas son las razones del por qué la metodología empleada a lo largo de la realización de este trabajo es la investigación explicativa, el desarrollo de esta tesis se trata de un trabajo donde se ha explicado la razón de una propuesta para cambiar la forma de remuneración a las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica, las mismas que son por cuestiones de índole política, de la necesidad de un sustento económico y para futuros planes de uso eficiente de energía, puntos que son necesarios desarrollar urgentemente en el sector Eléctrico Ecuatoriano.



CAPÍTULO 2

2.1 INTRODUCCIÓN:

Alrededor del mundo los sectores eléctricos iniciaron un proceso de transformación con el único propósito de alcanzar mayores estándares de eficiencia en la prestación de los servicios y garantizar el abastecimiento de energía eléctrica

Entre los factores comunes que llevaron a reformar este sector eléctrico se tienen los siguientes:

- Avances tecnológicos
- Restricciones presupuestarias
- Estándares ambientales más estrictos

El concepto detrás de la reestructuración es la posibilidad de “distinguir la venta de energía como un producto, y a su transmisión como un servicio”

Tradicionalmente el sector eléctrico se encontraba verticalmente integrado en: generación, transmisión, distribución y/o suministro, siendo este un monopolio que podía ser público o privado. En la nueva estructura se plantea la separación de monopolios, la introducción de competencia en generación y comercialización y la regulación económica en transmisión y distribución.

No existe un modelo único para reestructurar el sector. El diseño y organización de las instituciones, así como el alcance de la regulación depende de condiciones económicas, políticas, culturales y sociales vigentes en cada país.

La diferencia fundamental entre el antiguo sistema de mercado de la energía eléctrica, denominado regulado o a tarifa y el actual sistema de



mercado libre, estriba en que, en el primero, el precio de la energía eléctrica venía determinado por una tarifa regulada por el Gobierno y el consumidor debía contratar el suministro de energía con el distribuidor de su zona. Ahora, en el mercado libre, el consumidor puede contratar el suministro de energía eléctrica, tanto con el comercializador que más le interese en función de los precios libremente ofertados por éstos en libre competencia, como con un comercializador conforme a una tarifa regulada por el Gobierno.

En este contexto, es necesario tener en cuenta que el servicio de suministro de energía eléctrica es un servicio considerado de interés económico general, lo que implica una especial protección al consumidor, puesto que los servicios de interés general se prestan con la función principal de mantener la calidad de vida de los ciudadanos, así como fomentar la cohesión social y territorial. Por tanto, las entidades que presten estos servicios deben atenerse a dichas obligaciones de servicio público.

Independientemente de la forma de regulación empleada, los objetivos de una buena regulación de la actividad de distribución eléctrica deberían ser, por un lado, promover inversiones eficientes y una operación y mantenimiento eficientes, ofreciendo a los usuarios una calidad de servicio determinada, así como asegurar que, finalmente, las reducciones de costos que surgen como consecuencia de los aumentos de productividad se comparten entre todos los agentes involucrados: usuarios y empresas.

Toda esta teoría a lo largo de los años se ha tratado de aplicar en el sector eléctrico de algunos países, por ello a continuación se explica brevemente como ha ido evolucionando este sector eléctrico en cuatro países, los mismos que han sido analizados en este trabajo, porque los cambios implementados en estos países han servido de referencia para



otros países, en cuanto a que se debe o no hacer ante un proceso de cambios de regulación.

En esta tesis no se podía pasar por alto mencionar el sector eléctrico de California ya que fue uno de los países pioneros que dio inicio a un cambio a su sector, la experiencia de la reestructuración eléctrica de California ha sido utilizada por los analistas y los políticos en todo el mundo, para compensar los principios básicos de la reforma eléctrica y volver a examinar la tendencia hacia la venta al por mayor y al por menor de electricidad cada vez más hacia los mercados abiertos.

El sector eléctrico de Noruega y los países Nórdicos anteriormente se encontraban integrados verticalmente por este motivo se propusieron cambios para reestructurar dicho sector. Tal propuesta consistió en desintegrar verticalmente con la única intención de separar cada una de las funciones, vale mencionar que tanto generación, transmisión, distribución y el regulador son estatales, las medidas adoptadas han dado como resultado que su sector eléctrico surja debido a las decisiones adoptadas a pesar de ser empresas estatales, este es un ejemplo claro de cuando las reglas se encuentran bien definidas un sector puede surgir independientemente de quien sea el dueño.

A diferencia de Noruega y los países Nórdicos se tiene a España, cuyo sector eléctrico al principio siguió los mismos pasos en cuanto a la desintegración vertical y separación de cuentas contables dando inicio a un modelo de libre competencia mayorista y minorista, pero su diferencia radicó en que todas las empresas fueron privatizadas y el regulador era estatal, con ello se pudo lograr vigilar el accionar de cada una de las empresas y conseguir beneficio al cliente e inversor, este modelo da una señal que al ser los dueños de las empresas un sector privado se puede conseguir beneficios siempre y cuando las reglas se encuentren bien definidas.



En este trabajo se creyó conveniente mencionar al sector eléctrico de Argentina ya que su reestructuración ha dado buenos resultados, en principio también se encontraba integrado verticalmente pero el crecimiento de la demanda y la falta de inversión en capacidad obligó al gobierno a desintegrar las actividades y privatizar cada sector, aunque existe una pequeña parte de la distribución que no ha sido privatizada. El predominante en este país es la privatización, los inicios de la reestructuración dieron resultados muy buenos ya que inmediatamente se invirtió en capacidad y se acabaron con los apagones, en cierta manera el regulador y un entorno político estable han llevado a cabo inversiones en la Argentina, situación que debería ser analizada y aplicada.

Todos estas reestructuraciones que se han llevado a cabo en otros países también han formado parte del sector eléctrico ya que a partir de 1996, el Estado Ecuatoriano vio la necesidad de hacer eficientes a las empresas del sector eléctrico y a promover la inversión privada en la misma es por ello que inició una reestructuración del sector eléctrico mediante la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) aprobada en 1996 y puesta en vigencia a partir de octubre de 1998.

Vale la pena recordar los objetivos de la “Ley de Régimen del Sector Eléctrico” en donde se fijaron los siguientes objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad:

- a) Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los



- servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- d) Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;
 - e) Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
 - f) Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
 - g) Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
 - h) Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
 - i) Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
 - j) Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
 - k) Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

La propuesta se basaba en crear un modelo de mercado basado en el Mercado Eléctrico Mayorista, en donde regula la parte de generación eléctrica en el momento de que sea entregada tanto al Sistema Nacional Interconectado o cuando es entregada directamente a sistemas de distribución, o a los servicios públicos de transmisión, distribución, comercialización así como también de su importación y exportación.

Una de las metas de este modelo era dar inicio a la privatización por lo que las acciones que pertenecían al estado pasaron a dar inicio a la



creación del Fondo de Solidaridad. Años más tarde no se pudieron alcanzar los objetivos planteados por lo que el Fondo de Solidaridad tuvo que nuevamente tomar el control en las empresas que no pudieron ser privatizadas. Una de las consecuencias de estos fracasos fue otorgar demasiado poder al Fondo de solidaridad y por ende se convirtió en el botín más anhelado por los gobiernos que se sucedieron. De aquí que de acuerdo en la forma que ha sido manejada por cada gobierno ha marcado el deterioro progresivo del sector eléctrico.

Para llegar al punto en el que se encuentra actualmente el sector eléctrico se ha dado una serie de cambio de leyes a lo largo de la historia dependiendo del gobierno de turno, dentro de las últimas modificaciones a las leyes las más destacadas anotamos a continuación:

Artículo 2 del Mandato Constituyente No. 1 dispone que: "...las decisiones de la Asamblea Constituyente son jerárquicamente superiores a cualquier otra norma del orden jurídico y de obligatorio cumplimiento para todas las personas naturales, jurídicas y demás poderes públicos sin excepción alguna. Ninguna decisión de la Asamblea Constituyente será susceptible de control o impugnación por parte de alguno de los poderes constituidos";

Numeral 11 de la Regulación No. CONELEC - 006/08: APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15, "El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión. Este pliego podrá ser revisado tantas veces cuantas el CONELEC lo considere necesario";

Mandato Constituyente No. 15, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, en su artículo 1, señala que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, en un plazo máximo de treinta días, aprobará los nuevos pliegos tarifarios para establecer la



tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual queda facultado sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes;

Artículo 226 de la Carta Magna determina que: “Las instituciones del Estado, sus organismos, dependencias, las servidoras o servidores públicos y las personas que actúen en virtud de una potestad estatal ejercerán solamente las competencias y facultades que les sean atribuidas en la Constitución y la ley. Tendrán el deber de coordinar acciones para el cumplimiento de sus fines y hacer efectivo el goce y ejercicio de los derechos reconocidos en la Constitución.”;

Artículo 284 de la Carta Magna señala que: “La política económica tendrá los siguientes objetivos: “...9. Impulsar un consumo social y ambientalmente responsable.”;

Artículo 285 de la Constitución de la República dispone que: “La política fiscal tendrá como objetivos específicos: “...2.- La redistribución del ingreso por medio de transferencias, tributos y subsidios adecuados.”;

Artículo 313 de la Carta Magna, prescribe 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.”;

Artículo 314 de la Constitución de la República establece que: “El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley. El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad,



uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.”;

Artículo 413 de la Carta Magna señala que: “El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.”;

Literal d), del artículo 13, de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, faculta al CONELEC a aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución;

Literal e), del artículo 15, del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, faculta al CONELEC para aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución;

Estas son algunas de los artículos y leyes que son usadas por los gobierno de turno para administrar el sector eléctrico; como se ve no existe un órgano regulador del sector eléctrico independiente al gobierno que promulgue el beneficio social e inversor. Por ello la forma en la que se retribuyen a las empresas de distribución no obedecen a un programa basado en análisis de eficiencia.

Todo esto ha ido cotizando este sector razón por la cual, cada vez se vuelve más insostenible, por este mismo motivo recientemente el Ministro de Electricidad y Energía Renovable, Presidente del Directorio del CONELEC, solicitó a la Dirección Ejecutiva efectuar el análisis técnico respecto de la modificación del límite a 700 kWh-mes, a partir del



cual se implementará la señal tarifaria a los consumidores del sector residencial, para el período comprendido de diciembre a mayo, en las empresas distribuidoras de la región Costa –Insular – Amazonía;

El Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 013/11 de 17 de marzo de 2011, numerales 12 y 13, aprobó los cargos tarifarios para las empresas eléctricas de distribución, que forman parte del Pliego Tarifario, que se encuentran vigentes desde el 1 de enero de 2011; la justificación a este incremento es la búsqueda del desarrollo de un plan de uso eficiente de la energía, ya que al momento todas las políticas adoptadas han sitiado al sector eléctrico en un lugar inestable volviendo demasiado vulnerable y por ende insostenible económicamente y se trata en algo conseguir sostenibilidad económica.

La historia del Ecuador muestra con en los últimos años ha tenido cambios sucesivos de gobiernos de presidente que lastimosamente no han terminado los periodos para los cuales fueron elegidos. Esta situación ha generado cambios de carácter ideológico y pérdida de las correctas directrices respecto de la conducción del estado y sus diferentes sectores, entre ellos el eléctrico. Estos acontecimientos han provocado que se pierda cualquier posición clara para permitir un desarrollo sostenido de estos sectores tan importantes para la economía del País.

Todos estos problemas políticos han degradado la imagen del País ante el mundo por ello es uno de los países con más alto riesgo de inversión a nivel mundial, ya que han variado tanto sus políticas internas y como sus leyes en cortos tiempos y esto nos ha llevado a una inevitable incertidumbre.

Esta inestabilidad es necesaria cambiar por parte del gobierno quien es el principal encargado de dar señales claras al mundo de estabilidad



política, para que permitan mejorar la confianza del inversionista extranjero.

Otro punto importante es la falta de independencia del Sector Jurídico del gobierno para que de esta manera sea confiable e imparcial, y sus acciones no sean manipuladas por el gobierno para lograr sus propósitos y de esta manera no existan problemas de confianza al momento de invertir en el país.

Al momento existe una falta de interés por parte de los administradores de las empresas distribuidoras cuya consecuencia se ve reflejada en gran medida al crecimiento de las pérdidas no técnicas o negras y la baja recaudación, todo esto debido a una carencia de una política penalizadora y endurecimiento de la ley en cuanto al robo de energía eléctrica y a la influencia de factores políticos.

La tarifa en el Ecuador a lo largo del modelo eléctrico vigente se ha visto influenciada en gran medida a factores socio-económicos y políticos que de alguna manera han perjudicado al sector, fijando valores de tarifas muy por debajo de los valores reales.

La intervención del gobierno a lo largo de los años en la fijación de las tarifas ha provocado que éstas no alcancen ni siquiera a cubrir los costos de generación, transmisión y distribución dando paso a un déficit que según el Mandato 15 tendría que ser asumido por el Estado pero habría que consultar a las diferentes empresa si esto se está dando.

Otro punto importante es la estructura tarifaria que se basa en la hipótesis de que el consumo de la energía eléctrica tiene una relación directa con el ingreso del consumidor, lo cual no es verdad haciendo que el subsidio cruzado sea mal aplicado, perdiendo recursos necesarios para reinvertirlos en el Sector Eléctrico Nacional.



Por todas estas razones claramente detalladas es necesario cambiar la forma actual de cómo se están retribuyendo a las diferentes Empresas de Distribución, con la única meta de volverlas eficientes y de ser posibles autosustentables y que todas las decisiones que se tomen alrededor de este Sector sean basadas en estudios que obedezcan a la sostenibilidad y eficiencia.

2.2 REGULACIÓN ELÉCTRICA

2.2.1 Introducción a la Regulación Económica

Existen varias formas de estructurar el mercado para alcanzar la eficiencia económica en una compañía con monopolio natural y para abrir paso a la competencia como: (1) que el propietario de la compañía sea el gobierno y exista un mandato que obligue a proveer un servicio con precios razonables y (2) que el propietario sea una compañía privada con la existencia de una regulación gubernamental que obligue a proveer un servicio adecuado y una razonable tasa de retorno sobre una inversión privada. Hoy en día en el sector eléctrico, solo la transmisión y distribución poseen características de monopolio natural. La generación y venta minorista de energía pueden ser eficientes en una competencia dada.

La teoría económica de la regulación se esfuerza para predecir que arreglo institucional es preferible como una función comparativa de costo social y beneficios de:

- Monopolio gubernamental
- Monopolio privado sin regulación.
- Monopolio privado con regulación.

Cada solución involucra costos, incluyendo el costo social del monopolio que hace uso de su poder de mercado, el costo de mantener una



agencia regulatoria y el costo impuesto sobre el monopolio por el regulador.

Existen varios tipos de regulación que pueden ser acopladas en el Sector Eléctrico, entre ellas tenemos (1) Regulación por Tasa de Retorno (ROR) o costo del servicio (COS), que requiere que el regulador monitoree la actividad del servicio eléctrico y (2) Desarrollo basado en el ratemaking (PBR). Bajo regulación ROR o COS, el regulador determina (1) los gastos apropiados, (2) el valor del capital invertido y (3) la tasa de retorno permitida sobre el capital invertido. Este proceso requiere un intercambio costoso de información entre el regulador y el proveedor eléctrico. PBR involucra mecanismos que se esfuerzan para reducir los costos de la regulación.

2.2.1.1 Variables de la Política de la regulación.

La regulación eléctrica posee varias metas, por lo que los reguladores emplean algunas variables políticas:

- Tarifas reguladas definiendo la estructura de la tasa
- Inversión permitida en la generación (si no esta desregulada), ventajas de la transmisión y distribución.
- Reglas de acceso, incluyendo ingreso dentro del mercado por el servicio no prestado por los generadores (NUGs), acceso a las redes de transmisión para venta mayorista a los usuarios y acceso a las redes de distribución para pequeños usuarios.
- Requerimientos de la calidad del servicio, incluyendo confiabilidad y perturbaciones de tensión.

El regulador juega un papel muy importante ya que debe ser cuidadoso para considerar cada una de las variables, como el precio, calidad y cantidad. El principal enfoque a corto plazo del regulador eléctrico es dar



una estructura de la tarifa que provea el servicio con rentas para pagar al proveedor y compensar a la firma por su inversión.

$$TR = \sum P_j * Q_j \quad (2.1)$$

Donde:

P_j es el precio o cargo tarifario de cada clase de usuario j

Q_j es la cantidad vendida para cada clase de usuario j

Las clases de usuarios pueden incluir diferentes categorías de usuarios, tal como residencial, comercial, industrial y gubernamental.

Las cantidades pueden ser divididas dentro de las actividades de producción eléctrica, tal como: generación, transmisión y distribución.

Uno de los principales objetivos del regulador eléctrico a corto plazo, es incentivar a invertir en mayor capacidad de generación y transmisión para cubrir toda la demanda. Si el regulador da buenas señales de tasa de retorno sobre el capital invertido seguro habrá mayor inversión, otra forma de incentivar al generador es enseñándole que siendo eficiente también puede tener ingresos adicionales. El regulador debe tener un cuidado especial en enviar señales claras de inversión, puesto que se puede construir mayor capacidad de la necesaria. Por lo que es necesario por parte del regulador realizar una Planeación Integrada de Recursos (IRP) para determinar cual es la tecnología o sistema propuesto, que resultará en beneficio para los requerimientos de rentas.

Otras de las actividades en las que interviene el regulador es en las reglas de acceso que involucran la entrada y salida de los generadores, con esto se consigue reducir el poder del mercado. La regulación eléctrica otorga el derecho exclusivo de distribuir energía bajo un control regulatorio. Por lo tanto, el regulador debe decidir quién puede vender energía al distribuidor exclusivo y a que precios.



El regulador tiene la obligación de estar vigilante a que el proveedor eléctrico no abandone algunas clases de usuarios que involucren altos costos, por ejemplo, usuarios que viven en los alrededores de la población. El regulador debe encontrar la forma de persuadir a los proveedores a incrementar su capacidad en las aéreas que involucran altos costos.

Una de las actividades a las que debe prestar especial atención el regulador, es a la calidad del servicio que esta generalmente definida en el mercado eléctrico como: (1) confiabilidad, (2) calidad de la potencia asociada con las salidas de energía y perturbaciones de tensión y (3) satisfacción del cliente con el servicio.

2.2.1.2 El proceso Regulatorio.

Uno de los objetivos de la regulación **es maximizar el beneficio social a través de minimizar costos y maximizar beneficios sociales**. En algunos países, cuando el propietario es el gobierno se maximizan los beneficios. Sin embargo, en muchos países, **los propietarios privados con regulación independiente son más capaces de minimizar los costos**.

El cambio de regulación usualmente llega con un nuevo marco legislativo. En dicho nuevo marco legislativo debe existir un balance de derechos y responsabilidades. Por lo tanto es necesaria la existencia de un staff regulatorio que recoja información y de recomendaciones para los participantes del mercado. De esta manera, hay un balance de poder entre el staff regulatorio y los proveedores.

Resulta importante y esencial balancear el poder entre el proveedor y el regulador para conseguir independencia:



1. Entre el regulador y otras secciones del gobierno para reducir la influencia política en establecer las tarifas y conseguir entrada potenciales de compañías a la competencia.
2. Entre el regulador y el servicio para reducir la posibilidad de maximizar beneficios del servicio y los gastos del consumidor.

Es importante la independencia entre los diferentes participantes del mercado ya que se encuentran conflictos de intereses de por medio.

2.2.2 Regulación tasa de retorno.

A la regulación de tasa de retorno (ROR), también se le conoce como costo del servicio (COS), la misma involucra dos pasos. Primero, el nivel de tasa es determinada (1) identificando todos los costos e inversiones y (2) implementando una tasa de retorno permitida, así la ganancia tendrá un nivel apropiado sobre la inversión. La regulación de tasa de retorno permitida se fija durante un período de prueba. Segundo, la determinación de la estructura de la tarifa con tasa de retorno, establece las tarifas para las diferentes clases de usuarios y productores que permiten obtener ganancia para recuperar réditos de acuerdo a una tasa de retorno permitida.

El regulador y proveedor puede solicitar una revisión a la estructura de la tarifa en base a los siguientes argumentos:

1. El proveedor (o el staff regulatorio) argumenta que la tarifa actual es demasiado bajo (o alta) porque el costo permitido o la tasa de retorno permitida es demasiado baja (o alta)
2. Después de la presentación de la información contable detallada por el proveedor al staff regulatorio, se negocian entre los participantes la tarifa y el regulador determina el nivel apropiado de gastos y determina el nivel de tasa de retorno permitida.



3. Las tarifas son ajustadas para alcanzar la nueva tasa de retorno permitida por el regulador.

La siguiente ecuación contable suma los procesos de determinar el nivel de tasa.

$$RR = \text{Gastos} + s * RB \quad (2.2)$$

Donde:

RR es el rédito requerido.

Gastos son los gastos permitidos.

s es la tasa de retorno permitida.

RB es la tasa base, el valor de la inversión permitida.

La idea principal de recibir una remuneración por un servicio, es que esta remuneración debe ser igual a sus costos permitidos, así el beneficio económico es cero. Sin embargo los costos actuales pueden ser diferentes a los costos permitidos, de esta manera se crea un incentivo al proveedor para desarrollar eficiencia, así como también puede desarrollar en el proveedor prácticas ineficientes. La Tabla 2.1 muestra los componentes contables usados para calcular la tasa de retorno permitida, s, este es un ejemplo donde ya se encuentran dadas todas las características necesarias para realizar el ejercicio. Se realiza un ajuste para incrementar los réditos y a través de esto la tasa de retorno permitida.



DESCRIPCIÓN	ANTICIPO	AJUSTE	ANTICIPO DESPUES DEL AJUSTE
Remuneración	30000000	1600000	31600000
Gastos			
Combustible	24000000		24000000
Operación	3000000		3000000
Depreciación	1000000		1000000
Total de gastos	28000000		28000000
Net operating income	2000000		3600000
Tasa base (RB)			
Depreciación mínima de planta	42000000		42000000
Capital trabajado	350000		350000
Tasa base total	42350000		42350000
Tasa de retorno	4,72%		8,5%

Tabla 2.1. Visión general de los Estados Financieros.

A través de ésta regulación se crea un incentivo al proveedor para reducir sus costos. El proveedor debe incurrir en bajos costos para obtener mayores ganancias, pero también puede suceder lo contrario. Los incentivos para el proveedor para reducir sus costos se incrementan de acuerdo a como el regulador fije la tasa de retorno. El incentivo aumenta de acuerdo al tiempo que se establezca para un período de aplicación. El regulador debe incluir cualquier inversión particular para el cálculo de la tasa base. La evaluación de la tasa base puede ser calculado usando diferentes métodos.

Estos métodos deben incluir lo siguiente:

1. Costos originales de valoración, el monto que la compañía originalmente paga por sus planta y equipos, menos la depreciación.
2. Reproducción de costos, un estimado de los costos corrientes de reconstrucción de la misma planta y equipos.
3. Costos de remplazo, que costos pueden remplazar la planta y equipos con capacidad embebida con la ultima tecnología.



4. Valor de mercado, el valor que el mismo recibiría si la firma o sus acciones fueran vendidas.

La implementación de esta regulación requiere de mucha coordinación entre el regulador y el proveedor, siendo en muchos casos necesario involucrar al regulador en decisiones administrativas y en los procesos de planificación de inversión, debiendo tener el regulador acceso a la información detallada sobre costos y ventajas del proveedor en el corto y largo plazo. Esto requiere intercambio de información y costos de regulación.

Otro problema con la regulación ROR es el “efecto Averch-Johnson” (Averch y Johnson, 1962). Si se usa una tasa de retorno permitida más grande que sus costos de capital ($s > r$) tiene incentivo para usar demasiado capital. Viceversa si su tasa de retorno permitida es menor que sus costos de capital, este tiene un incentivo para usar poco capital. Averch y Johnson asumieron que el proveedor maximiza sus beneficios sujetos a la tasa de retorno obligada:

$$PR = TR(L,K) - w * L - r * K \quad (2.3)$$

Sujeto a:

$$s = (TR - w*L)/K \quad (2.4)$$

donde r es el costo del capital del proveedor y s es la tasa de retorno permitida. Usando las técnicas de optimización con restricciones, Averch y Johnson muestran que el proveedor tiene un incentivo para usar más capital del que resulte ser eficiente, mientras exista una tasa de retorno permitido del capital.



2.2.3 Desarrollo basado en el ratemaking.

Desarrollo basado en el ratemaking (PBR) o regulación por incentivos es una forma de regulación al proveedor que refuerza el incentivo financiero para bajar las tasas o reducir costos, o para mejorar el rendimiento comparada con la regulación tradicional ROR (Navarro 1996). PBR debilita el vínculo entre una tarifa regulada del servicio y sus costos. Con esta regulación se fija un período regulatorio de varios años cuatro o cinco y el regulador establece una fórmula que establece la remuneración del servicio o tarifas. Una vez cumplido ese periodo, nuevamente se realiza una revisión completa del costo e inversión y se establece una nueva remuneración o fórmula de tarifa para el próximo período regulatorio. Para aplicar y diseñar un plan PBR es necesario cumplir con un set de tareas interrelacionadas.

1. El regulador establece una remuneración inicial la misma que deberá ser ajustada durante los años subsiguientes. El regulador realiza un análisis de cada uno de los costos del proveedor y realiza una comparación con compañías eficientes existentes o con un modelo benchmark. El regulador puede usar benchmarking con ingeniería y análisis administrativo.
2. El regulador puede realizar un ajuste de ciertos factores que están involucrados en el cálculo de la remuneración y se encuentran fijados para el período de regulación. El ajuste está permitido ya que estos factores pueden estar vinculados a índices macroeconómicos o cambios en el número de usuarios y pueden modificar costos eficientes de la compañía.
3. El regulador debe diseñar mecanismos de control para que el proveedor cumpla con objetivos específicos asociados con (1) energía, empresa, o política social y (2) calidad del servicio, seguridad del servicio, servicio universal, regulación ambiental,



reserva y programas de desarrollo, etc. El proveedor en su afán de reducir costos puede ignorar algunos de estos objetivos, es por ello que también el regulador debe establecer las penalidades por incumplir en algún objetivo.

La regulación por incentivos puede ser vista como un puente entre la regulación tradicional y la desregularización. La forma más típica de regulación por incentivos para proveedores eléctricos son: escala deslizante, precio tope y remuneración tope.

2.1.3.1 Escala deslizante.

Viscusi, Vernon y Harrington (2000), describen un método de regulación de incentivo, conocido como escala deslizante, cuya particularidad es repartir el riesgo entre el proveedor y los consumidores. Bajo este mecanismo, una escala deslizante puede ajustar precios a una determinada tasa base, siendo la tasa de retorno permitida s y el nuevo precio puede ser.

$$s = R_t + h (R^* - R_t) \quad (2.5)$$

Donde:

h es una constante entre 0 y 1.

R_t es la tasa de retorno de la tarifa dada en el año previo de la tasa base en año t

R^* es la tasa de retorno objetivo.

Si $h = 1$, las tarifas son siempre ajustadas para dar a la compañía una tasa de retorno de R^* . Al principio el proveedor podría no tener ningún beneficio hasta que llegue a conseguir la eficiencia. Si $h = 0$, la regulación establece un precio fijo. Un valor de $h = 0.5$, puede indicar que el riesgo se está compartiendo entre el proveedor y los usuarios.



En Comnes, Stoft, Greene y Hill (1995), establece que la regulación escala deslizante ajusta las tarifas para dar una ganancia de la tasa de retorno dentro de una banda preespecificada. Con esto se consigue que no varíe muy a menudo la tasa base y con ello se demore el período de vigencia. En caso de que las ganancias llegaran a ser demasiadas altas por encima de la banda, la tasa es recortada; si ganancias caen demasiado bajo por debajo de la banda, la tasa es incrementada. Por lo tanto, la escala deslizante es un mecanismo que reparte proporcionalmente pérdidas entre el proveedor y sus usuarios.

2.1.3.2 Remuneración Tope.

La remuneración permitida, bajo la regulación por remuneración tope, se encuentra establecida para un período regulatorio de varios años, usualmente cuatro o cinco años. La remuneración permitida se fija durante el primer año y es ajustada en los años subsecuentes de acuerdo a índices y factores económicos dados. El incentivo al proveedor bajo esta regulación, es maximizar sus beneficios durante el período regulatorio por minimización de costos totales. Cuando el período regulatorio expira, una nueva tasa base toma lugar y una nueva fórmula de remuneración tope es fijada para el siguiente período. La siguiente es una fórmula común para calcular la remuneración tope.

$$TR_t = \{[TR_{t-1} + (CGA * \Delta \text{Usuarios})] * (1-i-X)\} \pm Z \quad (2.6)$$

Donde:

TR_t es la remuneración autorizada al proveedor en el año t.

CGA es el crecimiento de los usuarios ajustando al factor (U.S. \$/usuario)

$\Delta \text{Usuarios}$ es el cambio anual en el número de usuarios.

i es el cambio anual en precios (La inflación indexada, por ejemplo CPI o RPI)



X es la compensación de la productividad.

Z es el ajuste para eventos inesperados.

El objetivo de ajustar la remuneración año por año como se ve en la ecuación (2.6) es debido a que los costos de la compañía pueden cambiar ya que están sujetos a variaciones (tal como el número de usuarios o el precio de las entradas). Para medir la inflación se realiza el uso del CPI o RPI que es opcional. Diferentes factores de ajuste de crecimiento de usuarios (CGA) pueden ser especificados para diferentes clases de usuarios. También se puede incluir un factor que considere la conexión de los usuarios en redes de baja tensión. El factor X de compensación de la productividad asegura que los clientes reciban una parte de la productividad esperada por el proveedor.

Existe un factor que toma en consideración eventos inesperados ($\pm Z$) que pueden ser incluidos, por ejemplo tasas incrementadas, cambios en leyes del medioambiente, desastres naturales, o costos de reestructuración. Sin embargo, $\pm Z$ puede no cubrir los costos puesto que puede no ser proyectado con una razonable probabilidad de ocurrencia.

Una variante de la remuneración tope es la remuneración tope por usuario (RPC). La ecuación (2.6) es una generalización de la remuneración tope. Si CGA es igual a la remuneración promedio por usuario, resulta ser equivalente a un RPC tope. La remuneración tope no direcciona los precios a minoristas. Por lo tanto, remuneración tope usualmente coexiste con métodos tradicionales de localizar costos y dar precios relativos por cada clase de usuario.



2.1.3.3 Precio Tope

Bajo la regulación de Precio Tope, ésta fija un precio máximo para los servicios del proveedor para varios años sin mirar los costos en los que incurre para dar el servicio. La forma más común de precio tope es:

$$P_{j,t} = [P_{j,t-1} * (1 + i - X)] \pm Z \quad (2.7)$$

Donde:

$P_{j,t}$ es el precio máximo o tarifa que puede ser cargada al j th usuario en el año t

i es el cambio anual en precios (La inflación indexada)

X es la compensación de la productividad.

Z es el ajuste para eventos inesperados.

A la ecuación (2.7), se le conoce en el Reino Unido como el “RPI menos X”, misma que ha sido aplicada para la regulación del servicio de distribución eléctrica y en los Estados Unidos se le conoce como el CPI menos X” y ha sido aplicada en la industria de las telecomunicaciones. La regulación ROR con tasas congeladas y periodos extensos regulatorios puede ser vista como una regulación de precios tope sin factores de ajuste.

El regulador puede combinar precios tope y remuneración tope, compartiendo beneficios y pérdidas, proporcionando mecanismos para proteger tanto al proveedor como a los usuarios.

A pesar de que la regulación de remuneración y precios topes crean similares incentivos a minimizar costos, ellos tienen una gran diferencia ya que la regulación de precios topes crea un incentivo para maximizar ventas, la regulación de remuneración tope crea incentivos para minimizar ventas.



2.1.3.4 Algunos problemas con la regulación por incentivos.

Existe algunos problemas con respecto a la regulación PBR como:

- 1.- Degradación de la calidad del servicio, el proveedor con el fin de reducir costos puede degradar el servicio, por lo tanto el regulador deben establecer estándares de calidad, monitorizar el desarrollo del servicio y penalizar la baja calidad.
- 2.- Un mal intercambio de información entre el regulador y el proveedor puede dar como resultado tarifas con excesivos o bajos beneficios.
- 3.- Puede darse una variación de costos por parte del proveedor con el afán de captar más usuarios. Por lo que el regulador está en la necesidad de monitorizar los costos.

2.1.4 Estructura de la tasa

2.1.4.1 Introducción de Tarifa regulada.

Para establecer las tarifas, seguramente, los economistas sugerirían cobrar a cada usuario el costo marginal de proveer el servicio a cada uno de ellos, pero a la vez esto significaría crear diversas tarifas para diferentes usuarios, dando origen a precios discriminatorios muy a pesar de existir eficiencia económica. También se puede dar origen a los subsidios cruzados.

El monopolista puede discriminar precios, ¿de que manera se pueden cargar los precios a cada usuario para maximizar sus beneficios?. El monopolista puede discriminar precios si (1) conoce el precio máximo que cada usuario está dispuesto a pagar (o las cantidades que cada usuario debería comprar a cada precio) y (2) puede identificar a los usuarios que no pueden vender energía a otros, de manera que puede el monopolista negociar un precio máximo para cada usuario. Este es el



primer grado de discriminación de precios. Sin embargo, no es fácil saber cuanto es el máximo precio que el usuario está dispuesto a pagar.

También, se ha discutido sobre que es un subsidio cruzado, en la cual algunos usuarios tienen una tarifa alta pudiendo otros usuarios tener una tarifa baja.

2.1.4.2 Precios de costo marginal, tarifas multipartes y precios en la hora pico

En un monopolio natural, el costo marginal es menor que el costo promedio ya que éste se fija alto. Si el precio iguala al costo marginal, el proveedor tiene una pérdida en cada kWh. Para lo cual existen varias soluciones. Primero, los precios pueden ser establecidos igual al costo promedio. Segundo, el gobierno puede subsidiar el servicio para establecer las diferencias entre costos marginales y costos promedios.

Tercero, el regulador puede usar un mecanismo de precios Ramsey (Ramsey 1927). Regulación que establece las diferentes tarifas de acuerdo a la elasticidad de la demanda. Esta es una estructura tarifaria en la cual las tarifas son elevadas diferencialmente alrededor del costo marginal hasta que la remuneración total iguale a los costos totales, por ejemplo:

$$(P_j - MC) / P_j = c / E_{dj} \quad (2.8)$$

Donde:

P_j es el precio o tarifa para el j th usuario o clase.

c es una constante que depende de la estructura del costo.

E_{dj} es la elasticidad de la demanda del j th usuario o clase.

El aumento de precios alrededor del costo marginal es la relación inversa a la elasticidad de la demanda.



Existen usuarios tales como los residenciales y comerciales que tienen muy pocas alternativas de escoger a su proveedor, por lo que, su tarifa es más alta que la de los usuarios que pueden escoger a su proveedor como los industriales, quienes tienen un incentivo para dar servicio a los usuarios que tienen tarifas elevadas, estos mecanismos evitan la discriminación de precios.

Cuatro, el regulador puede establecer la tarifa de dos partes; una para permitir costos fijos FC y otra para permitir costos variables. Aunque esta aproximación tiene el beneficio de indicar el precio correcto para los usuarios, determinar los costos es difícil. Si los costos fijos son permitidos y hay n usuarios, todos los usuarios podrían pagar FC/n , luego pagar MC para comprar la cantidad requerida.

La aplicación de la tarifa de dos partes puede ser extendida para una tarifa múltiple en precios eléctricos. Por ejemplo, existen cuatro componentes principales del costo marginal del servicio eléctrico.

1. Energía marginal y costos de capacidad de generación
2. Costos marginales de las instalaciones de transmisión y distribución
3. Costos de energía marginal de las redes de transmisión y distribución.
4. Costos marginales de usuarios.

La inversión en instalaciones de transmisión dependen del nivel de la demanda pico. Esto implica que la capacidad para la demanda pico puede ser cargado en el costo de expansión de capacidad de transmisión. En cambio la inversión en instalaciones de distribución, depende del nivel de demanda asumida cuando el sistema fue construido, así cuando la capacidad es sobrepasada, éste no cambia con incrementos de la demanda actual.



Este mecanismo de precios puede ser aplicado para todos los costos de distribución (FDC). Bajo FDC, el regulador (1) permite usar un costo para servir a usuarios particulares y (2) costos comunes divididos entre usuarios. Por ejemplo, el costo de conexión a las redes de distribución es asignada a cada usuario. Los costos de generación y transmisión son costos comunes que deben ser divididos entre usuarios, estos costos comunes pueden ser tratados como costos fijos en una tarifa de dos partes. Desafortunadamente, esta aproximación no necesariamente provee las señales correctas de costos marginales.

Finalmente, un caso especial de dos clases de usuarios en el cual se encuentran presente los subsidios cruzados en la demanda base o pico de los usuarios. El problema de dar diferentes tarifas para una demanda base y pico ha sido discutido en la literatura económica por varios años. El problema aumenta ya que habría que hacer distinciones en las diferentes horas del día.

- Una tarifa baja para demanda base usada para refrigeración para usuarios residenciales y para alumbrado público para usuarios gubernamentales.
- Una tarifa alta para demanda pico, tal como en la noche demanda usuarios residenciales o para aire acondicionado particular o días fríos durante el año.

Si un precio es cargado, luego.

- El precio es más grande que el costo marginal para usuarios de demanda base, así el consumo es demasiado pequeño (eficiente).
- Precio es más bajo que el costo marginal para usuarios de demanda pico, así el consumo es demasiado alto (eficiente).

Este principio nos lleva a baja inversión en capacidad de demanda base y a una sobreinversión en capacidad para demanda pico.



Una solución es establecer diferentes tarifas de acuerdo a las horas del día, lo cual usualmente, requiere de nuevos equipos. Este principio puede involucrar establecer diferentes tarifas a lo largo de las horas del año, demandando anunciar dichas tarifas el día previo. Esta aproximación suele ser más eficiente que los precios estacionales, pero no puede ser aplicable si los usuarios no tienen fácil acceso a la información de precios diarios.

Estas tarifas horarias tienen cuatro elementos.

1. Un cargo de energía por kWh consumido en cada periodo de precios, para reflejar la energía marginal y costos de capacidad de generación, correspondientes al precio de mercado.
2. Un cargo de capacidad por pico kW usado en cada período, para reflejar los costos marginales de las instalaciones de transmisión y distribución.
3. Un cargo fijo relacionado a la demanda del usuario, para reflejar el costo marginal de las instalaciones de distribución entre la subestación y la ubicación del usuario.
4. Un cargo de monto fijo, variación de acuerdo a la clase de usuario, pero independiente del uso, pagado para cubrir el costo marginal de ubicación y construcción.

Para los usuarios que no se pueda medir la demanda en diferentes horas del día, se puede establecerse un similar set de elementos para la tarifa, excepto que (1) y (2) pueden ser combinados en un singular cargo estacional por kWh.



2.2 SECTOR ELÉCTRICO DE CALIFORNIA

2.2.1 Introducción

California ha resultado ser un caso ilustrativo de la reestructuración del sector eléctrico por varias razones, California se ha convertido en un líder, no sólo en los esfuerzos de reformar el mercado eléctrico en los Estados Unidos, sino también a escala mundial. California, fue uno de los primeros estados de EE.UU., en abrir su mercado a la competencia al por menor. También desarrolló un mercado mayorista de electricidad abierto, tanto con un mercado al contado por hora y un operador del sistema. California es uno de los casos con mayor experiencia y detalles con los mercados eléctricos competitivos en los Estados Unidos.

El 23 de septiembre de 1996 se llevó a cabo la desintegración del mercado eléctrico en California. Después de 2 años de debates legislativos y administrativos, en abril de 1998 los mercados de California comenzaron a operar, basados en la experiencia del caso de Inglaterra y Gales. Con este proceso se hizo la promesa, de que las tasas del precio de la electricidad para los consumidores californianos serían, como mínimo, 20% más bajas de lo que eran antes de marzo de 2002, sin embargo el costo de estas tasas se incrementaron un 40%, para esta fecha. Durante los 8 años de integración vertical y regulada por el gobierno estatal, jamás había ocurrido un incremento tan drástico y repentino de las tarifas de la energía.

El modelo de reforma implementado en el sector eléctrico de California, el estado más rico de EE.UU., buscaba crear un mercado competitivo de energía eléctrica y sin embargo dicho modelo ha servido, para aprender que es lo que no se debe hacer. Así, la desintegración vertical del sector eléctrico en California, junto con la crisis energética de 2000-2001 que vivió este Estado, han puesto en duda los procesos de desintegración y



desregulación de los mercados eléctricos que se están llevando a cabo en diferentes países.

2.2.1.1 Marco Regulatorio de EEUU y de California antes de la reforma

La regulación del sector eléctrico de EE.UU. se ha caracterizado a lo largo de la historia, por su sistema de gobierno. El federalismo, sistema de gobierno dominante en este país a lo largo de su historia, se basa en la creación de instituciones y procesos que permiten alcanzar una unidad política que acomode y aumente la diversidad durante la solución de los problemas de toda índole. Así, el federalismo, sinónimo de descentralización, requiere de sistemas flexibles y dinámicos de gobierno, que permitan que cada Estado pueda tener su propia legislación, sin interferir ni entorpecer las decisiones del gobierno central.

Por esta razón, el sector eléctrico de Estado Unidos no se basa en un sistema interconectado ni con un solo ente operador, sino que cada Estado cuenta con su propia regulación, pero todos están bajo la supervisión de un órgano regulatorio a nivel nacional, La Federal Energy Regulatory Comisión (FERC).

2.2.1.2 Diseño y funcionamiento del mercado antes de la reforma

Antes de la reforma en California, emprendida por este Estado desde 1993, el sector eléctrico contaba con un mercado no competitivo (integrado verticalmente), que controlaba el suministro eléctrico en la generación, la transmisión y la distribución; una demanda operada por concesiones de monopolio; y un servicio que no comprendía solo el suministro de la energía eléctrica, sino también el transporte.

Antes de la reforma en el primer quinquenio de la década de los noventa, EE.UU. contaba con un órgano regulatorio a nivel nacional, La FERC, a cargo de las directivas generales y con unos entes a nivel de



cada Estado, las PUC, (Public Utilities Commission), que eran las encargadas de regular propiamente el sector eléctrico.

De esta manera la FERC se encargaba de la regulación de las ventas mayoristas y las ventas entre subsidiarias de empresas interestatales. La regulación de los costos y condiciones del servicio era responsabilidad absoluta de las PUC, que también se encargaban de la regulación de las tarifas de distribución.

Algunas generadoras, en algunas ocasiones se abastecían de energía en los mercados mayoristas de otros estados del este de Estados Unidos, de Canadá y de México. Estas generadoras de California en unión de los otros estados del este del país, de Canadá y de México, formaron una red sincronizada de energía eléctrica que operaba bajo la supervisión del WSCC (Western Systems Coordinating Council).

Las normas para la prestación del servicio en la mayoría de los estados, eran fijadas por la autoridad estatal mediante su legislación, incluyendo la autorización para participar en el mercado y la fijación tarifaria. En cuanto a la regulación federal, no existían condiciones para la entrada de nuevos competidores al mercado, planes de abastecimiento o construcción de plantas generadoras u obras de infraestructura, excepto en el caso de la generación de energía hidroeléctrica en aguas navegables.

Desde 1978, con la aprobación del PURPA, las distribuidoras se veían obligadas a abastecerse de energía de las compañías generadoras independientes y algunas plantas pequeñas de producción que utilizan fuentes renovables, proveyendo como restricción para el cálculo del costo mayorista el “costo incremental para la distribuidora de las fuentes de energía alternativas, de las plantas que utilizaban fuentes renovables”.



En 1980 la FERC estableció cómo debían calcularse esos precios relevantes, delegando la implementación a la PUC, con lo que se permitió el crecimiento de la competencia y desintegración vertical en el segmento de generación. En 1992, el EPA (Energy Policy Act) modificó la regulación del segmento de transmisión desde la legislación nacional, incorporando el principio de libre acceso a la red de transmisión.

2.2.2 Reforma del Sector Eléctrico en California

2.2.2.1 Comienzos de la reforma en California (desintegración y desregulación del sector)

En la primera mitad de la década de los 90, algunos estados, como California, Rhode Island y Pennsylvania, comenzaron un proceso de desintegración y de desregulación en el segmento de la distribución, sin embargo aunque se prometían reducciones tarifarias de 40% aproximadamente, a nivel federal se oponían a dicha iniciativa, ya que habían algunas empresas proveedoras de servicios con monopolios locales que habían realizado inversiones tecnológicas muy significativas (como por ejemplo plantas nucleares) que no podían recuperarse si se desintegraba y se desregulaba el sector permitiendo la entrada de nuevos competidores. Este hecho retrasó el proceso de desintegración y de desregulación del sector.

En 1996, la FERC ordenó a las empresas de servicios eléctricos de todo el país, mediante la Orden 888, permitir el acceso a sus redes con tarifas y condiciones no discriminatorias, estableciendo los lineamientos para la remuneración de los “stranded costs” y requiriendo que se separaran el transporte de la generación y de la distribución.

Más tarde mediante la Orden 889, se obligó a la empresas de servicios eléctricos a establecer sistemas electrónicos para compartir la



información sobre la capacidad disponible de transmisión, conocido como OASIS (Open Access Same-Time Information System) o Redes de Información en Tiempo Real (Real-Time Information System). Así, mediante estas dos órdenes se abrió el mercado mayorista de energía eléctrica a la competencia. Esto hizo que en junio de 1996 el Estado de Columbia y otros 44 estados ya habían comenzado a reestructurar su industria eléctrica. En 1999 eran ya 19 Estados los que habían comenzado la desregulación, entre ellos California.

Así, los primeros indicios de la desintegración del sector eléctrico de California, comenzaron en 1992, consolidando en la Ley Assembly Bill 1890 (AB 1890) de septiembre de 1996. Esencialmente, la ley AB 1890 suponía que:

- El mercado competitivo tendría suficiente suministro para satisfacer la demanda.
- Los precios marginales serían más altos, lo cual proporcionaría un “incentivo” para un exceso anticipado de nueva producción.
- Los precios del gas natural se mantendrían bajos.
- La estructura del mercado apuntaría a ser competitiva, con precios cada vez menores.
- El sistema de transmisión eléctrica del Estado podría llevar la energía necesaria del punto A al punto B.
- Los usuarios elegirían sin duda a otros proveedores de electricidad.

2.2.2.2 Legislación para la reforma

A partir de 1992 se comenzó a gestar el proceso de desintegración y de desregulación del sector eléctrico californiano, motivado por la presión de los consumidores industriales que buscaban una disminución en los



precios de la energía, que se consolidó con la promulgación de la Ley AB 1890 en 1996.

Sin embargo antes de la promulgación de la Ley AB 1890, en abril de 1994, la PUC articuló el programa de reforma para el sector eléctrico, en un reporte conocido como “The Blue Book”. Este programa estaba estructurado bajo un nuevo sistema, en el cual la producción de energía de las plantas generadoras existentes y la entrada de nuevas plantas, sería desregulado y éstas venderían sus servicios en mercados mayoristas competitivos. Por otro lado, los consumidores tendrían la libertad de elegir sus proveedores (Competitive Electricity Service Provider, ESP).

2.2.3 Legislación federal en la industria de la energía eléctrica relacionada con la integración vertical

Existen tres Actas que han dado forma al sector eléctrico en Estados Unidos desde 1930, que tuvieron profundos efectos en la estructura de la industria energética. Estas son: la Public Utility Holding Company Act de 1935 (PUHCA), la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 (PURPA) y la Energy Policy Act de 1992 (EPA).

2.2.3.1 Ley AB 1890

Por medio de la Ley AB 1890, se buscaba crear un mercado de energía competitivo que respondiera a la demanda con precios competitivos y con variedad de opciones para que los consumidores pudieran elegir.

2.2.3.2 Orden FERC 888

Orden emitida por la FERC el 24 de abril de 1996, por medio de la cual se ordena a las empresas de suministros públicos para que establezcan tarifas de acceso abierto (Open Access Rule, OAR) no discriminatorias para la transmisión interestatal de electricidad vendida al por mayor.



2.2.3.3 Orden FERC 889

Para aplicar los procedimientos de acceso abierto no discriminatorio ordenados en la Orden 888, la Orden 889 ordena la creación del Open Access Same-Time Information Systems (OASIS) para suministrar a todos los generadores datos totalmente actualizados referentes a los flujos de energía y a la congestión en la red de transmisión.

2.2.3.4 Orden FERC 2000

La Orden FERC 2000, se promulgó para solicitar a todas las empresas propietarias de redes de transporte a colocar voluntariamente bajo el control de una Organización Regional de Transporte (RTOs) las instalaciones de transporte. A su vez se promulgó para especificar las características y funciones de una RTOs y establecer un proceso colaborativo para el desarrollo de estas últimas.

En el tema de las tarifas, la Orden 2000, estaba encargada de fomentar propuestas innovadoras de fijación de precios de transporte de energía.

2.2.4 Diseño del mercado

El proceso para el diseño de los detalles del mercado eléctrico en California fue extremadamente confuso y complicado. Los diferentes grupos de interés presentaron diferentes modelos, tales como: un modelo "Poolco", muy similar al introducido en Inglaterra y Gales en 1990 y otra propuesta que prefería modelos bilaterales, basados en la estructura del mercado de gas natural y la interacción entre productores, comerciantes, compradores industriales y distribuidores. Al final, para complacer a los diferentes grupos de interés, el diseño definitivo de las instituciones del mercado mayorista de energía eléctrica en California, representó una mezcla de modelos de diseño de mercado,



administración de la congestión, precios de transmisión, reglas para las redes de interconexión y mitigación de los mercados de energía locales

La reestructuración del mercado eléctrico de California comenzó por disolver la integración vertical entre generación, transmisión y distribución, que hasta entonces funcionaban como monopolios integrados y regulados, además de ser de propiedad privada. Dentro de la generación se consideró posible la existencia de un mercado competitivo, el transporte (la red de transporte) se consideró como un monopolio natural y se acordó que la distribución sería competencia de cada Estado.

2.2.4.1 Generación

Inicialmente se planteó a las compañías energéticas PG&E, SCE y SDG&E, que manejaban el 80% de la generación y controlaban sus propias redes de transmisión eléctrica, que las vendieran a un operador independiente.

Para incentivar e introducir la competencia en la generación, se permitió la libre entrada a nuevos generadores, inclusive de empresas generadoras de otros Estados. En este sentido, cualquier generador certificado, proveedor del servicio, podía competir con estas compañías.

Así se liberó el mercado mayorista. Para su funcionamiento se crearon las siguientes figuras:

1. Una Bolsa de Energía (CalPX: California Power Exchange) o mercado de energía mayorista, en la que los abastecedores y compradores (no necesariamente productores y consumidores) podían realizar sin mayor problema sus transacciones. Esta bolsa estaba encargada de operar las ofertas diarias y horarias de



- compradores y vendedores de energía con un día y hora de anticipación, respectivamente.
2. Un Operador del Sistema Independiente (CallSO: Independent System Operator) a cargo de comandar las líneas de alto voltaje bajo el principio de acceso libre y no discriminatorio. Se creó con el objetivo de balancear la oferta y demanda en todo momento para lo cual se debía utilizar un mercado de energía en tiempo real.
 3. Adicionalmente se crearon los Scheduling Coordinators (SC), intermediarios entre el operador del sistema y los usuarios y comercializadores encargados de identificar y comunicar que tramos de la red serían utilizados con el fin de garantizar la oferta en la industria.

Con el CalPX y el CallSO se buscaba, en teoría, evitar que las compañías generadoras utilizaran su posición monopólica en un área determinada y atraer a las compañías de los Estados colindantes para fomentar la libre competencia con la subsiguiente caída de los precios.

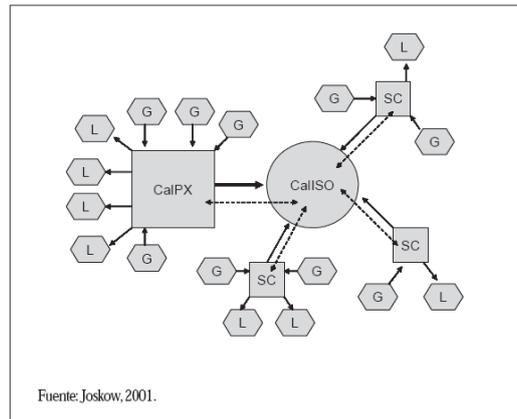
Las compañías generadoras, verticalmente integradas, pasaron a ser simples productores independientes sin obligación administrativa legal ante ninguna instancia gubernamental, vinculándose horizontalmente al sistema a través del mercado - CalPX.

En la Figura 1 se muestra la estructura del mercado de energía eléctrica en California a partir de la creación de las instituciones mencionadas anteriormente.

En resumen, el CalPX estaba encargada de las operaciones de los mercados de Día Previo (Day - Ahead) y de Hora Previa (Hour - Ahead)

y el CallSO de administrar la red de transmisión y de operar en el mercado de Tiempo Real.

Figura 1
Estructura del mercado eléctrico de California



CallSO: Independent System Operator

CalPX: California Power Exchange

SC: Scheduling Coordinators SC

G: Generator

L: Transmission line

2.2.4.2 Transporte

La reforma, que buscaba una nueva organización del sector generando un mercado competitivo más eficiente, consideró que las actividades de transporte y generación eran consideradas monopolios naturales y por lo tanto debían continuar bajo la supervisión de la PUC.

2.2.4.3 Distribución

En forma paralela a estos mercados Spot, se estableció que las empresas distribuidoras de energía, que a su vez realizaban comercialización, eran libres de firmar contratos de mediano y largo plazo con empresas generadoras como una forma de cubrirse de parte



del riesgo asociado a la volatilidad e incertidumbre de precios en el CalPX. Sin embargo, las empresas distribuidoras tradicionales, que eran las responsables de servir casi la totalidad de los consumidores en un comienzo, fueron privadas de participar en el mercado de contratos y obligadas a comprar energía a precio spot en el mercado CalPX.

La desregulación del mercado mayorista no estuvo acompañada por una flexibilización de los precios pagados por los consumidores finales.

Con el objetivo de promover la competencia en la distribución y de la comercialización de energía, los consumidores fueron declarados libres de contratar su propia energía, ya fuera con su distribuidor de siempre o con otro diferente. Sin embargo, a pesar de las predicciones de que los consumidores minoristas rápidamente se cambiarían a un ESP (Competitive Electricity Service Provider) que ofreciera precios más bajos, en realidad solo un 3% de los consumidores, aproximadamente, representando un 12% de la demanda, se cambiaron de ESP.

2.2.5 La remuneración por la actividad de distribución regulada

Históricamente, los ingresos por los servicios de distribución se han establecido mediante la regulación ROR y formalmente la tasa base antes de la CPUC. Bajo este enfoque, el precio del cargo por el servicio de distribución por un suministrador incluye costes fijos y variables, más una rentabilidad razonable sobre el capital invertido.

Recientemente, los principales servicios públicos eléctricos en California han evolucionado en virtud a los resultados Ratemaking (PBR), que desacopla los beneficios de sus costos y, en cambio, vincula los beneficios a incentivos de acuerdo al rendimiento.



2.2.6 Funcionamiento del mercado y efectos subsecuentes de la reforma:

La crisis

En abril de 1998 comenzó a funcionar el mercado mayorista y minorista de energía eléctrica en California. En este momento muchas empresas no estaban listas y existía además muy poca coordinación entre el CallSO y el CalPX.

Adicionalmente, el CallSO presentaba una gran limitación para jugar un rol activo en los mercados de energía y a través de los contratos de futuros, lo que llevó a que se presentaran numerosos problemas, los cuales comenzaron a ser visibles a partir del 2000.

Durante el funcionamiento del mercado se identificaron fallas en la administración del sistema de congestión, con los contratos diseñados para mitigar problemas en los mercados locales, los protocolos para la planeación y para las inversiones en la transmisión e interconexión de nuevas plantas de generación, los mercados "Real Time" y sus respectivas operaciones.

Durante los primeros meses de funcionamiento los precios cayeron a 3 centavos de dólar por kilovatio (3 c\$/kWh), resultando en un ahorro de más del 50% con respecto a los costos de generación antes de la reestructuración, en parte debido a un exceso de capacidad de más de 30%. Aún con estos bajos precios ya se había comenzado a percibir problemas, como se mencionaron anteriormente.

Para 1999, otros problemas comenzaron a surgir. El CallSO, comenzó a expresar sus preocupaciones por el lento proceso de creación de nuevas plantas y el rápido crecimiento de la demanda, llevando a una rápida y drástica reducción de los márgenes de reserva. De esta manera el nivel de las reservas de electricidad cayeron en poco tiempo, de 25% a 1.5%, lo que según las normas americanas equivale al tercer grado de



situación crítica. La contingencia natural y la crisis tecnológica de inmediato se transformaron en crisis financiera. El déficit en las capacidades generadoras de los productores independientes provocó un alza en los precios. En las horas pico el CallSO llegó a pagar hasta U\$1,400 por MWh. Pero como la FERC estableció el tope máximo de U\$150 por MWh para el consumidor, las pérdidas diarias del CallSO eran de 50 a 100 millones de dólares (mdd), acumulando pérdidas por 10 mil mdd al iniciar 2001.

Adicionalmente la demanda de energía eléctrica en California y en el resto del WSCC creció más rápidamente entre 1996 y el 2000 de lo que estaba anticipado y las inversiones previstas para nuevas plantas de generación sólo comenzaron a llevarse a cabo a partir del 2001. Las relaciones entre la FERC, la PUC y el CallSO se comenzaron a deteriorar, a medida que la FERC ejercía opresión sobre las autoridades californianas para que implementaran reformas que reflejaban el punto de vista de la FERC sobre cómo se debían solucionar los problemas.

A partir de mayo de 2000, los precios nominales a minoristas en el mercado CalPX comenzaron a subir en forma significativa. Entre el segundo semestre de 1999 y el segundo semestre de 2000, los precios se incrementaron y dicha alza continuó en 2001.

Las empresas distribuidoras obligadas a comprar al precio CalPX y vender a precio regulado, solo lograban recuperar parte de sus costos hundidos (stranded costs), pero a partir de mayo del 2000 comenzaron a sufrir grandes pérdidas, sin la posibilidad de trasladar los altos precios a los consumidores del mercado CalPX.

Fuera del aumento de precios, las fallas del mercado ocasionaron ineficiencias en el sistema, disminuyeron las inversiones en las nuevas



plantas de energía, incrementaron los costos de manejar la congestión e incrementaron la volatilidad de los precios de los mercados Spot.

A pesar de los problemas experimentados en 1998 y 1999, los precios del mercado mayorista eran razonablemente cercanos a los precios que se establecieron antes de la reforma.

Para el 2000 los creadores de la política en la industria energética de California, se encontraban frente a una serie de problemas en el mercado mayorista y minorista que debían solucionarse, pero no tenían afán para hacerlo. Aunque la situación era preocupante en el primer semestre del 2000, no era grave ni urgente. Sin embargo, en el segundo semestre del año las autoridades se encontraron frente a una dura situación: los precios del mercado mayorista comenzaron a subir drásticamente, e inclusive fueron mayores que los precios pactados con los minoristas. Esto llevó a que los minoristas tuvieran que confrontar serios problemas de liquidez y tuvieran que recurrir a grandes préstamos a corto plazo.

A medida que el verano del año 2000 fue pasando, las autoridades se fueron creando expectativas sobre una disminución de los precios mayoristas durante el otoño y el invierno, teniendo la oportunidad de recuperarse financieramente en la primavera del 2001. Sin embargo esto no ocurrió así, ya que aunque la demanda de energía si disminuyó después del verano, los precios del gas continuaron subiendo, las importaciones de energía hidroeléctrica continuaron siendo bajas, los precios de los permisos de emisión continuaron siendo altos y una gran cantidad de capacidad de generación estuvo fuera de servicio. Este último factor, uno de los más importantes, fue debido a que después del verano las plantas argumentaron que tuvieron que maximizar de tal manera su capacidad productiva durante esta época que muchas de ellas habían sufrido serios daños en sus instalaciones o que algunas



estaban instalando nuevos sistemas de control de emisión y que otras simplemente habían dejado de operar por otras restricciones del medio. Según Joskow (2001), entre noviembre del 2000 y mayo del 2001, el 35% de las plantas dejaron de suministrar energía, aproximadamente.

Para diciembre del 2000 los proveedores estaban pagando aproximadamente U\$400/MWh en los mercados mayorista y vendiendo en el mercado minorista a U\$65/MWh. Esta situación empeoró aún más sabiendo que la PUC no intervino para aumentar los precios minoristas y que la FERC ignoró los requerimientos para que negociara los problemas del mercado.

El 15 de diciembre del 2000 la FERC reconoció que los mercados de California eran imperfectos, que los precios mayoristas eran “injustos e irracionales” y que por lo tanto, estos mercados, estaban bajo su responsabilidad de acuerdo a lo estipulado por la FPA. Así la FERC propuso una serie de reformas a corto, mediano y largo plazo en los mercados de energía de California. Estas reformas consistían en un esfuerzo por minimizar los mercados spot, haciendo que los proveedores auto programaran su propia capacidad de generación, comprando solo lo necesario en el CalPX y en el CallSO, con el propósito de mover más transacciones en tiempo real hacia el mercado. Así mismo la FERC dejó claro, reflejando las relaciones hostiles entre los reguladores estatales y los federales, que era responsabilidad del mercado californiano el lidiar con muchas de las causas de la creciente crisis, en particular con los problemas de endeudamiento de los proveedores.

Desafortunadamente, las autoridades de California no hicieron nada durante el 2000 para responder a la crisis y justificaron lo ocurrido en la actitud relajada de la FERC y los comportamientos estratégicos de los oferentes que estaban fuera de la regulación, sugiriendo que los



proveedores no estaban siendo consientes de sus problemas de endeudamiento.

2.2.7 La crisis de California: ¿efecto de la desintegración?

El caso de la desintegración del sector eléctrico en California, ha servido para muchas economías mundiales, especialmente para las latinoamericanas, como un buen ejemplo de lo que no se debe hacer en un proceso de desintegración. El fracaso de esta reestructuración ha servido de lección y de ejemplo de muchos instruidos en el tema.

Después de haber analizado el funcionamiento y la estructura del mercado eléctrico en California antes y después de la reforma llevada a cabo desde 1996 con la promulgación de la Ley AB 1890 y de haber conocido su legislación y sistemas de regulación, se puede concluir y plantear hipótesis de las posibles causas de la crisis energética que se presentó en este Estado desde el 2000 hasta el 2001.

Muchos analistas y teóricos del tema, entre los cuales se puede mencionar Joskow (2001), Poblete y Salinas (1999), Soto (2001), Barrientos y Yorston (2000), además del relato de los sucesos, muestran que la crisis de California no fue un efecto del proceso de desintegración vertical del sector eléctrico, sino que se sustenta o explican en el alza de precios y los cortes de suministros sufridos por California entre el 2000 y el 2001, en factores exógenos y en un mal diseño regulatorio del mercado eléctrico.

Entre las causas exógenas más importantes se encuentran cinco factores interdependientes:

1. La subida del precio del gas natural (17% de las fuentes de energéticas del Estado) en un 50%, que alimentaba a varias



- plantas generadoras termoeléctricas y que balanceaba la oferta y demanda en el mercado de energía eléctrica durante el verano.
2. Un fuerte aumento de la demanda por energía eléctrica, producto de la importante expansión económica de los EE.UU. en la última década.
 3. Una disminución de la energía importada de otros Estados por causa de la sequía que afectó al noreste de los EE.UU. y que redujo la disponibilidad de energía hidroeléctrica.
 4. La subida del precio de los permisos transables de emisión de Nox (esencial para las generadoras para cubrir sus emisiones).
 5. Y a un clima con temperaturas anormalmente altas durante el verano del 2000, que conllevó a un aumento significativo de la demanda de energía.

También es importante resaltar, que aunque no fue una de las principales causas de la crisis, la relación hostil entre los reguladores estatales y los reguladores federales contribuyó a que las soluciones a los problemas de la crisis fueran más lentas y difíciles de negociar.

2.3 Sector Eléctrico de Noruega y países nórdicos

2.3.1 Introducción

Noruega fue uno de los primeros países del mundo en implementar la libre competencia en el sector eléctrico, el mismo que sirvió de ejemplo a seguir en los países vecinos escandinavos. El principio básico de diseño del mercado noruego no tiene permanentes cambios desde 1997. En el 2000, el modelo Escandinavo sirvió para cambiar y organizar el mercado de Inglaterra y Gales.



2.3.2 La Ley de Energía de 1990: Objetivos y Consecuencias

La desregulación se inicia con la Ley de Energía de 1990, la misma que se convirtió en ley el 1 de enero de 1991. El objetivo de la reforma era el de separar las funciones y procesos para exponer algunos a la competencia, sin la necesidad de privatizar la industria. Los monopolios naturales se mantuvieron regulados y NVE (Norwegian Water Resources and Energy Directorate) fue nombrado el regulador de los servicios de transmisión y distribución. A continuación se indican los principales objetivos de la Ley de Energía:

- Evitar exceso de inversión.
- Mejorar la selección de proyectos de inversión, mediante la elección de los proyectos más rentables.
- Crear incentivos para la reducción de costos mediante la competencia.
- La distribución de costos entre los clientes del mercado, es decir, evitar los subsidios cruzados entre grupos de clientes

Algunas consecuencias de la Ley de Energía de 1990 han sido las siguientes:

La red de transmisión de alta tensión, Statkraft, cuyo propietario de la compañía era el Estado, fue cedida a una empresa independiente, Statnett también estatal. Statkraft se reestructuró y se destinó a ser un generador orientado comercialmente, convirtiéndose Statnett en el responsable de operar la red de transporte, anteriormente propiedad de Statkraft.

Se dio libre acceso de terceros en todos los niveles la red. Todos los propietarios tienen el derecho de red para conectarse a la red de transporte y servicios a clientes en el área local. El libre acceso también



fue a nivel de consumidores minoristas incluidos los clientes residenciales.

La desregularización obliga a las empresas integradas verticalmente a separar la contabilidad financiera y a regular las funciones de la competencia.

La Ley de energía constituye la base jurídica para la promoción de un mercado eléctrico eficiente y flexible. Por ello cuando se dio la desregulación, a NVE se le dio la autoridad de emitir directrices y reglamentos de apoyo a las intenciones de la Ley de Energía. NVE reguló las funciones que permanecían bajo control monopólico. Además, NVE y las Autoridades de la Competencia en Noruega supervisa las funciones de la competencia. NVE expide licencias para el comercio, generación, transmisión, distribución y operaciones del sistema que requiere la adhesión a normas específicas. Los concesionarios tienen la oportunidad de apelar las decisiones de NVE al Departamento de Energía e Industria. El Gobierno y el NVE han desarrollado un conjunto de regulaciones y directrices para la industria, como se describe en las secciones siguientes.

2.3.3 La Ley de Energía de 1990: Características

2.3.3.1 Reglamentos Gubernamentales que detallan la Ley de Energía.

Las regulaciones gubernamentales (NVE, 1999) definen con más detalle lo que se busca de las compañías con licencia, indicando, entre otras cosas, los objetivos de la Ley de Energía en materia de protección al cliente. La intención de la separación financiera entre la competencia y funciones que se encuentra regulada en el presente reglamento. Las regulaciones también indican los principios de la regulación de



monopolio, incluyendo la definición de mínima ganancia permitida de las empresas de transmisión.

2.3.3.2 Regulaciones Gubernamentales sobre Reglamento del Monopolio y Tarifas.

Las regulaciones gubernamentales indican a las compañías de transmisión sus ingresos topes y define un conjunto de normas generales de tarifas de transporte y distribución. Estas regulaciones también definen los requisitos de información técnica y financiera para NVE.

2.3.3.3 Regulaciones gubernamentales relativas a la medición y Contabilidad.

Estas regulaciones definen las responsabilidades y los procedimientos relacionados con la medición y contabilidad e incluyen los procedimientos y formatos para el intercambio de información entre los participantes del mercado. Estas regulaciones también definen el proceso a seguir para cambiar de proveedor. También indica los mecanismos para la manipulación de acceso remoto sin una medición por hora de consumo del cliente pequeño.

2.3.3.4 Directrices para el Operador del Sistema.

Estas directrices definen la responsabilidad de Statnett sobre las operaciones del sistema y los derechos y obligaciones de los usuarios de la red en relación con los servicios del sistema.

2.3.3.5 Directrices para la eficiencia energética.

Estas directrices definen la responsabilidad de las empresas de red sobre la eficiencia energética. Entre otras cosas, las empresas de transmisión se ven obligadas a informar a los clientes de las



posibilidades de Gestión de la Demanda (DSM) y la eficiencia energética. Los costos relacionados con el DSM y la eficiencia energética están cubiertos mediante un cargo adicional añadido a las tarifas de distribución.

2.3.4 Mercado Eléctrico Mayorista

En principio Samkjoringen, se creó para coordinar y optimizar la salida del sistema hidroeléctrico de Noruega. Este mercado eléctrico se abrió a los generadores de Noruega, aunque a un número reducido de grandes clientes también se les dio acceso al mercado. El precio del pool se basó en los costos de explotación marginal.

El mercado eléctrico fue liberalizado en 1991, la red de transporte fue despojado de Statkraft en una empresa separada Statnett, siendo éste Statnett el precursor del Nord Pool. A diferencia de la antigua Samkjoringen, Statnett estaba abierto a todos los participantes del mercado que cumplan los requisitos de la bolsa de energía, lo que significa que la demanda se incluyó en el proceso de licitación. Más allá de intercambios voluntarios en el mercado organizado, los participantes del mercado podían celebrar contratos bilaterales en el de Venta Libre (OTC) de mercado.

A otras empresas nórdicas se les dio también acceso al mercado spot en condiciones especiales durante el período 1993-1996. En enero de 1996, el área geográfica de negociación de la bolsa de energía se amplió para incluir a Suecia en un grupo nórdico de la energía conjunta. Al mismo tiempo se formó el Nord Pool. La red eléctrica nacional sueco, Svenska Kraftnat, adquirió el 50% de la propiedad de Nord Pool en abril del mismo año. Finlandia ha operado un intercambio eléctrico separado, EL-EX, desde 1996. En junio de 1998, sin embargo, EL-EX se unió al Nord Pool y Finlandia, se estableció como un área de oferta diferente.



Svenska Kraftnat y Fingrid compartió la propiedad de EL-EX. La parte occidental de Dinamarca-Jutlandia y Fionia se incluyeron como un área de oferta diferente desde el 1 de julio de 1999 y Nueva Zelanda entró desde el 1 de octubre de 2000.

2.3.4.1 Los mercados de energía

El Nord Pool estructuró dos mercados diferentes para el comercio energético, Elspot y Eltermin, mientras que Statnett operaba la regulación del mercado en Noruega (Nord Pool, 1998). La liquidez de los mercados de Nord Pool y productores aumentó considerablemente durante el año 1999.

2.3.4.1.1 Elspot-El mercado spot.

Aquí se celebran los contratos de energía a diario, se determina un precio por MWh para cada hora de las 24 horas de un día. Se forman con los participantes una curva de oferta (venta) y una curva de demanda (compra). El precio del sistema se determina cuando las dos curvas se cruzan.

2.3.4.1.2 Eltermin-El Mercado del Futuro.

Eltermin es un mercado de proyección a futuro para la liquidación en efectivo de un determinado volumen de energía a un precio negociado. Los participantes del mercado pueden negociar en el mercado de futuros hasta tres años de anticipación. Estas negociaciones son utilizadas con fines de cobertura de precios y gestión de riesgos. Para llevar a cabo estas negociaciones se usa como referencia el precio Elspot.

2.3.4.1.3 ELBAS

El ajuste del mercado del conjunto sueco/finlandés. Además de los dos mercados organizados por el Nord Pool, Finlandia EL-EX organizó un



mercado intermedio conocido como el mercado ELBAS, el mismo que opera dos horas antes de abrir el mercado, ésta clase de negociaciones se inauguró el 01 de marzo 1999. El mercado ELBAS ofrece a los participantes finlandeses y suecos ajustar sus horarios más próximos a la hora de operación.

2.3.4.1.4 La regulación del mercado (desequilibrio en el mercado).

El propósito de la regulación de Statnett es garantizar en tiempo real el equilibrio entre generación y carga. EL mercado opera de la siguiente manera los generadores presentan sus ofertas mismas que son ordenas de acuerdo al mérito para cada hora. Los generadores son llamados a ajustar el balance cuando es necesario.

Para el mercado Sueco, Svenska Kraftnat es el responsable de llevar a cabo el equilibrio entre la generación y la carga. La regulación del mercado finlandés, para mantener el equilibrio momentáneo entre la generación y carga, es manejada por una filial de Fingrid. Eltra y ELKRAFT son los responsables de la regulación de los mercados de Dinamarca.

2.3.4.2 Precios Zonales

Noruega está dividida en varias zonas, mientras que Suecia, Finlandia y Dinamarca son zonas separadas. El Nord Pool calcula los precios por zonas para la congestión en las líneas de transmisión más importantes. En el mercado los participantes deben presentar sus pujas y ofertas en estas zonas, después de calcular el precio del sistema y encontrar el equilibrio en cada área los de precios son consideradas. Una vez hallado el Operador del Sistema el precio, él tiene conocimiento sobre la generación total y la carga dentro de cada zona y por lo tanto si existen excedentes o déficit. En caso de existir una sobrecarga en las líneas de



transmisión entre las zonas, los precios se ajustan para mantener la transferencia dentro de los límites de capacidad. El precio de las zonas excedentarias se reduce, mientras que el precio en las zonas deficitarias aumenta. Estos cálculos de precios zonales se basan en las ofertas presentadas por los participantes del mercado diario. El Nord Pool es quien se encarga en dar solución a oferta y demanda y por ende los participantes del mercado deben pagar tasas como respuesta a los precios por zonas.

2.3.5 Servicios Auxiliares

A Statnett se le encargo la operación de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico noruego, a excepción del control secundario. Los servicios auxiliares no se negocian a través de un mercado ya que se proporcionan por medio de contratos de los usuarios de la red de transporte.

Los servicios auxiliares se encuentran definidos por NORDEL de la siguiente manera:

- Control Primario es la reserva rodante, misma que se utiliza para controlar la frecuencia, es una reserva para imprevistos y requiere una respuesta en 30 segundos.
- Control Secundario es la reserva que se activa manualmente para el control de errores y desviaciones de tiempo, su accesibilidad se encuentra dentro de 15 minutos.
- Potencia reactiva es una reserva que se activa automáticamente cuando se producen desviaciones de tensión.
- Generación de disparo es la desconexión de la producción cuando una perturbación operativa especial ocurre.
- La desconexión de carga está definido como desconexión de carga cuando disminuye la frecuencia.



2.3.6 Contratos Bilaterales.

El 90% de todo del comercio del mercado mayorista se lleva a cabo mediante contratos bilaterales o dentro de suministradores integrados verticalmente. Las dos formas de contratos bilaterales físicos y financieros son objeto de comercio OTC en Noruega. Con los contratos físicos la entrega es física de la energía eléctrica en la bolsa, contrario a los contratos financieros, que implica un pago en efectivo.

En el Nord Pool los contratos bilaterales se manejan de dos formas de acuerdo a:

- Si la venta se encuentra dentro de una zona única de precios.
- Si la venta se encuentra entre dos zonas diferentes, en la que ambas partes deben tener la cantidad contractual para programar las ofertas y demandas.

2.3.7 ACCESO, PRECIOS E INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Permitir el libre acceso de terceros y la fijación de precios de transmisión es necesario para facilitar el libre comercio en un mercado eléctrico competitivo. Las tarifas impuestas a la transmisión son calculadas en función de la distancia y por tanto el arancel de acuerdo al punto de conexión fue introducido como un principio general para la transmisión y distribución en mayo de 1992.

2.3.7.1 Principios generales: tarifa de acuerdo al punto de conexión

El cálculo de la tarifa al punto de conexión depende de la ubicación con la que se encuentra cada usuario en función de su punto de conexión. La tarifa de transmisión en cada punto de conexión se calcula en relación con un proceso definido, en donde se ubica ficticiamente al mercado en el centro de la red. El vendedor paga por la energía que es



transportada en el mercado, mientras que el cliente paga por su transporte fuera del mercado.

El operador del sistema debe calcular las tarifas por transporte, mismas que se basan en los siguientes principios:

- El operador del sistema debe definir los puntos de conexión donde el intercambio de los diferentes participantes del mercado se realiza.
- Las tarifas se refieren a estos puntos de conexión.
- Los ingresos de las tarifas deben cubrir los costos de las diferentes redes y las tarifas pagadas a las redes supra-yacentes, dentro de los ingresos permitidos.
- Si el operador del sistema realiza bien los cálculos, las tarifas de transporte deben proporcionar un rendimiento razonable del capital invertido.
- Los usuarios del sistema conectados a la red sólo necesitan un acuerdo para acceder al sistema de alimentación.
- Las tarifas de transporte se determinarán de manera independiente de los acuerdos de energía.
- Las tarifas deben estimular el uso eficiente de la red.
- Las tarifas deben ser públicas y no discriminatorias.
- Los acuerdos de red, se establecen entre la red de distribución y el cliente conectado.

A continuación se indican dos regulaciones que rigen las tarifas de acuerdo al punto de conexión.

- Dependencia del volumen, los elementos tarifarios varían de acuerdo con la demanda o inyección del usuario del sistema.



- Otros elementos tarifarios no varían de acuerdo al uso del sistema del usuario. En este caso la tarifa se supone que es neutral para el consumo y es una carga residual.

2.3.7.2 Tarifas de transmisión

Para el cálculo de los porcentajes de pérdidas marginales del sistema sueco-noruego, Statnett, realiza simulaciones de flujos con la carga. Para cada punto posible de conexión del sistema de transporte, Noruega tiene un porcentaje marginal de posibles pérdidas que se le atribuye. Los cargos se calculan para periodos de 8 a 10 semanas, con quince días de antelación como máximo. El cargo se diferencia para cada estación y para el día y la noche.

En Noruega, los propietarios de la red son responsables de las pérdidas en la red. En la compra de cierto volumen de demanda, deben estar incluidas las pérdidas para que los costos sean cubiertos, de esta manera los costos marginales de transporte de energía debe reflejarse en la parte dependiente del volumen de demanda.

El responsable de la expansión de la red es Statnett, el mismo que debe realizar las nuevas inversiones y el mantenimiento de la red de transmisión. Existen dos formas para financiar las inversiones futuras que son: (1) a través de la aplicación de una tarifa general o (2) a través de una contribución para la construcción.

2.3.7.3 Tarifas de Distribución

Para el cálculo de tarifas de distribución, es necesario realizar una diferenciación entre clases de usuarios esto es: clientes residenciales, pequeños usuarios, usuarios comerciales e industriales.

Para los clientes no medidos en la hora pico pagan un cargo por energía [NOK/kWh] y un cargo fijo [NOK/año] representando el consumo y otros



elementos de tarificación, respectivamente. El cargo por energía es necesario para reflejar las pérdidas marginales en las redes de distribución y en redes de alta tensión. Mientras que el cargo fijo cubre costos específicos en un mínimo. Los costos que no son cubiertos por el cargo de mínimo requerimiento de energía y cargo fijo son divididos entre los dos cargos, según crea conveniente el propietario de la red de distribución.

Para los clientes medidos en la hora pico pagan un cargo por la demanda [NOK/MW] que incluye el consumo de la energía y el cargo fijo. Los requisitos para la carga de energía y el cargo fijo son las mismas que para los clientes no medidos sobre la hora pico. Los gastos adicionales no incluidos son cubiertos mediante el cargo por demanda. Este cargo de la demanda esta normalmente basado en la máxima carga de los usuarios en uno o más meses del año.

2.3.8 REGULACION DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y COMPETENCIA MINORISTA

2.3.8.1 Regulación por tasa de Retorno, 1991-1997

En el período de 1993 a 1996, una vez que se encontraba liberalizado el mercado eléctrico noruego, la regulación aplicada fue la tasa de retorno (ROR). Mediante esta regulación NVE cada año determinaba un tope de la tasa de rendimiento sobre el capital total empleado. La tasa de retorno permitida estaba basada sobre la tasa general de interés en Noruega, adicionándole una prima de riesgo de un punto porcentual.

Con esta regulación se incentivaba a la inversión, en caso de existir ingresos excesivos se debía rembolsar a los clientes durante un período de tres años posterior al cobro, a través del cobro de tarifas menores. Un problema que nació inmediatamente fue la sobre inversión, esto



acompañado de la no existencia de los riesgos contemplados, produjo grandes beneficios a las empresas de distribución, las mismas que tuvieron que devolver a los usuarios los ingresos excesivos que habían cobrado.

2.3.8.2 Incentivos basados en la regulación a partir 1 de enero 1997

La regulación basada en incentivos combina la regulación de ingresos topes con la evaluación comparativa y mecanismos de participación en las ganancias. Esta regulación se fija para períodos de 5 años; el primer período comprendió desde 1997 hasta 2001 y el segundo período a partir de enero de 2002. El punto de partida para el año 1997 se basó en las cuentas de las empresas distribuidoras existentes de los años 1994 y 1995, mientras que para fijar los ingresos topes para el año 2002 se usaron las cuentas del período 1996-1999. Los ingresos topes se pueden ajustar anualmente para:

- Un mejoramiento de un factor de productividad individual y general.
- Un factor de inflación
- Un factor de crecimiento para la ampliación de la red

La fórmula que se usó para el cálculo del ingreso tope es:

$$IT_{e,n+1} = IT_{e,n} * (KPI_{n+1} / KPI_n) * (1 - EFK_{n+1}) * (1 + SF + \Delta GF) \quad (2.9)$$

donde :

$IT_{e,n}$ es el ingreso tope del año n, excluyéndolas pérdidas de la red

KPI es el índice de precios al consumidor

EFK es el factor de eficiencia

SF es el factor de escala para las nuevas inversiones

ΔGF es el factor de crecimiento para nuevas inversiones.



Las pérdidas son ajustadas por el factor de mejoramiento de la productividad y el factor de crecimiento. Esta fórmula empleada, es revisada anualmente y se aplica de distinta manera de acuerdo al nivel de la red.

Al principio cuando se aplicó la regulación, todos los factores se fijaron por igual para todas las empresas, pero a partir del 1 de enero 1999, se usaron factores individuales especialmente los factores de eficiencia, para el 50 a 60 propietarios de las redes regionales y para el propietario de la red de transmisión.

”Las empresas con menor costo en comparación con las variables de salida se mide como 100% eficiente y se utilizan como referencia para medir la eficiencia de las otras empresas (Kiltelsen, 1993).” El análisis DEA (Data Envelopment Analysis), es usado para calcular los factores eficientes de las compañías de la red regional.

La eficiencia del propietario de la red de transmisión Statnett se calcula por separado. Statnett poseía dos ingresos topes: un ingreso tope relacionados con su papel de operador del sistema y otra relacionada a la gestión de la red de transmisión. La eficiencia de la gestión de la red de transmisión se calcula en dos pasos:

1. La eficiencia de la construcción de la red y operaciones y mantenimiento (O & M) se calculan por separado.
2. La eficiencia total de Statnett como una empresa de transmisión se calcula como un promedio ponderado de la eficiencia de la construcción de la red y la eficiencia de la O & M.



2.3.8.3 Competencia minorista – Acontecimientos importantes

En Noruega, la competencia minorista se inició en 1991. En este ámbito se dieron importantes cambios en los que los clientes comenzaron a cambiar de proveedor.

El acceso al mercado sin sistemas de medición por hora es posible para los pequeños clientes a través de un método de perfiles de carga estimado para áreas específicas, en lugar de perfiles específicos de carga de los consumidores en la facturación y liquidación (Livik y Fretheim, 1997).

El método de perfil de la carga es un elemento importante en la provisión de acceso a los pequeños clientes. Sin embargo, la importancia del método se reduce al aumentar la frecuencia de lectura de contadores y en otras instalaciones de dos vías de comunicación y sistemas de lectura de metros por hora.

2.4 EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

2.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

En diciembre de 1996, el Ministerio de Industria y Energía, firmó el Protocolo Eléctrico, en donde se indicaba el nuevo papel a desempeñar los agentes de distribución. Este protocolo transformaba el sistema español de distribución de un modelo de agente de compras a un modelo de libre competencia mayorista y minorista. Luego para el año 1998, la Ley Eléctrica 54/1997 introdujo una nueva configuración para el sector eléctrico español.

2.4.1.1 Estructura de la Industria

En un principio el sector eléctrico español se encontraba verticalmente integrado, a partir de la Ley Eléctrica 54/1997, el sector eléctrico separó



sus actividades al igual que las cuentas contables, todo esto se debía realizar en un plazo a cumplir hasta finales del año 2000. Con ello se dio un nuevo inicio al negocio de la electricidad en donde se comenzó la competencia minorista en la que el cliente podía elegir su proveedor.

2.4.1.2 Generación

En el pasado en España habían seis grandes empresas eléctricas verticalmente integrada estas fueron: Iberdrola, Endesa Holding (Empresa Pública), Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Sevillana y Fecsa. En el año 1997, Endesa compró las compañías Sevillana y Fecsa y en 1998 también Endesa Holding fue privatizada. De esta manera el mercado eléctrico español inició su mercado eléctrico competitivo con cuatro empresas grandes privadas.

2.4.1.3 Transmisión

Dentro del marco regulatorio inicial, desde 1984, el sistema de transmisión fue de propiedad y operado por la Red Eléctrica de España (REE), dicha compañía inicialmente era de propiedad del estado, pero debido a lo establecido y de acuerdo a las nuevas leyes sobre el porcentaje de acciones el gobierno ha vendido parte de sus acciones. La Ley Eléctrica consolidó a REE como Operador del Sistema (OS) y propietario del sistema de transmisión y separó el Operador del Mercado (OM) en una nueva empresa, Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL).

2.4.1.4 Distribución

Inicialmente el propietario mayoritario de las redes de distribución fue REE, pero poco a poco se han formado nuevas empresas distribuidoras con diferentes administradores.



2.4.1.5 Consumidores

Con respecto al consumo, el 53.7 % del total de la energía es suministrada a través de redes de alta y media tensión, tan solo el 23.7 % del total de la energía es para consumo residencial y los otros 22.6 % para consumos de uso de baja tensión.

La ley eléctrica 54/1997 introdujo progresivamente la competencia minorista, al permitir a algunos usuarios acceder al mercado directamente o para comprar energía. Poco a poco los usuarios han sido introducidos al mercado des-regularizándolos y siendo capaces de elegir su proveedor.

2.4.2 El nuevo marco regulatorio

2.4.2.1 Evolución

2.4.2.1.1 Creación de REE.

El gobierno español conformó la Red Eléctrica de España (REE), en 1984, con el único objetivo de poseer y operar la red de transmisión, en donde se realizaría la coordinación central de todos los recursos disponibles y la planificación centralizada a través de nuevas inversiones.

2.4.2.1.2 El Marco Legal Estable.

El MLE es el marco normativo de diciembre de 1987 (Real Decreto 1538) a diciembre de 1997. Este marco normativo determina los ingresos de las compañías eléctricas de acuerdo a sus costos.

Los principales objetivos perseguidos por el MLE es:

- Promover la eficiencia del sector eléctrico por medio de un mecanismo de costos estándar



- Para estabilizar la variación anual de las tarifas eléctricas
- Para garantizar la recuperación de la inversión de activos fijos durante la vida operacional de una instalación
- Para disminuir la inestabilidad en el sector eléctrico
- Para redistribuir adecuadamente los ingresos del sector eléctrico entre los servicios privados y públicos
- Para minimizar el costo del servicio para los clientes finales

Las principales características del MLE fueron los siguientes:

- Promover la eficiencia del servicio eléctrico a través de la minimización de costos.
- Los proveedores fueron remunerados de acuerdo a la predeterminación de costos estándar, independientemente de sus costos reales. Si los costos reales se encontraban por debajo de los costos estándar significa beneficios para el proveedor, al contrario significaba pérdidas económicas.
- Para mantener una estabilidad financiera y del sector eléctrico se realizaba una revisión periódica de costos.

Para mantener un equilibrio la regulación MLE, estableció que el total de los ingresos nacionales de energía debe coincidir con el costo nacional de servicio. En donde el costo total se obtendrá sumando todos los costos reconocidos y dividiendo para la demanda esperada. Esos costos incluyen los

- Generación: costos fijos de generación, costos fijos y variables de operación y mantenimiento y los costos de combustible
- Distribución: la amortización de la inversión de los activos de distribución, costos de operación, costos de gestión comercial, costos de estructura y gastos financieros



- Transmisión: todos los costos asociados con la REE

La estructura de la regulación de estandarización de costos proporcionó incentivos para la eficiencia. Este marco regulatorio incentivo a las empresas a reducir sus costos para aumentar sus ganancias. Además, hubo incentivos para (1) mejorar la disponibilidad de unidades generadoras, (2) extender la vida de operación de las instalaciones y (3) reducir las pérdidas de distribución.

Algunos costos estándar se ajustan anualmente en respuesta a los cambios en los índices económicos. En el caso de haber la necesidad de realizar inversiones extraordinarias, estos gastos se incorporaron en el proceso de estructuración de las tarifas, de igual manera que se incluyeron los costos ambientales.

2.4.2.1.3 La Ley Eléctrica de 1994 (LOSEN).

A finales de 1980, el gobierno decidió incursionar en la competencia del sector eléctrico. Las razones para tomar esta decisión fueron las siguientes:

- El avance tecnológico en el campo de generación dio un motivo para iniciar la desintegración vertical.
- La introducción de la competencia daría como resultado minimización de costos e incentivaría a la innovación.
- Las tarifas deberían proporcionar incentivos adecuados a los consumidores e inversores.

Los primeros pasos en el proceso de reestructuración del sector eléctrico español se llevó a cabo en 1994. Los principales elementos que caracterizan el sector fueron las siguientes (Pérez-Arriaga, 1997, 1998):

- Los proveedores de servicio eléctrico en su mayoría eran empresas privadas.



- Alto nivel de concentración de la generación y distribución (dos empresas controlaban el 80% del mercado).
- Exceso de capacidad instalada.
- El precio fue más alto de lo que esperaban estando en competencia.
- Un subsidio destinado a la industria del carbón afectando a la operación económica del sistema de generación.

Una nueva Ley Eléctrica, Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), fue aprobado en diciembre de 1994 bajo un gobierno socialista, siendo este el primer intento de introducir la competencia en la generación. LOSEN creó una comisión independiente de reglamentación, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE).

2.4.2.1.4 El Protocolo eléctrico.

En diciembre de 1996, el Ministerio de Industria y los proveedores firmaron un acuerdo, el Protocolo Eléctrico, los puntos principales fueron:

- Dieron la base para el nuevo mercado competitivo en la generación y con fecha de inicio 01 de enero 1998
- Una reducción progresiva de las tarifas eléctricas reguladas en cuatro años
- La posibilidad de reconocer y recuperar los costos de transición a través de los Costes de Transición a la Competencia (CITC) como una remuneración fija durante un período máximo de 10 años
- Los clientes calificados podían comprar su energía a cualquier proveedor

La competencia minorista se cubriría progresivamente durante un período de 10 años.



2.4.2.2 La Ley Eléctrica de 1997

Esta ley da las bases para la desregulación del sector eléctrico de acuerdo a experiencias internacionales y va más allá de las directrices de la Directiva Europea. Busca la competencia a nivel de generación y distribución, obliga a la separación jurídica de actividades reguladas y no reguladas. Los cambios se introducirán gradualmente en un período de 10 años. Los principios básicos de la ley son los siguientes.

- Menor intervención del Estado, dejando el funcionamiento del sistema y la planificación del mercado eléctrico (excepto la planificación de la transmisión).
- Separación de las actividades, tales como actividades de transporte y distribución. La separación jurídica de actividades reguladas y no reguladas se completó el 31 de diciembre de 2000.
- El diseño de un mercado más competitivo.
- El acceso no discriminatorio a la red está garantizada a todos los participantes en el mercado.
- La red de transmisión y de distribución se consideran monopolios naturales.
- Redefinición de las funciones de la Comisión de Regulación (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico-CNSE) para lograr y fomentar la competencia y para supervisar la transparencia y la objetividad de la operación del sistema.
- Creación del MO (gestión económica de la estandarización de las transacciones energéticas en el mercado eléctrico mayorista) y del SO (operación técnica y la supervisión/control del sistema). Ambas instituciones deben ser independientes, públicas o privadas.
- Un calendario estableciendo cuándo y qué tamaño de los clientes se convierten en clientes cualificados.



2.4.2.3 Una nueva regulación.

La Ley Eléctrica fue modificada por los Decretos Reales. El Decreto Real 2820/98 (BOE, 1998) aceleró el proceso de liberalización establecido por la Ley Eléctrica.

2.4.3 Mercado Eléctrico Mayorista

Los mecanismos competitivos gobernaban la generación eléctrica. La principal característica de este mercado es su flexibilidad en el diseño institucional. Las transacciones se realizan de dos maneras: a través de un grupo energético organizado pool con despacho basado en la generación y la demanda de las ofertas o de forma bilateral entre las dos partes.

2.4.3.1 Instituciones del mercado general

La administración económica y técnica del sistema se basa en dos organizaciones:

1. El MO es el responsable de la administración económica del sistema. El MO es la Compañía Operadora del Mercado Eléctrico Español SA (OMEL).
2. El SO es el responsable de la administración técnica. El SO es la Red Eléctrica de España SA (REE).

La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), desde 1999 se integro dentro de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el regulador es el responsable de resolver los conflictos derivados de la administración económica y técnica del sistema.

2.4.3.2 Estructura del Mercado Mayorista

El Decreto Real 2019/97 (BOE, 1997c) estructuró el mercado de la generación de la siguiente manera:



- El mercado diario
- El mercado de servicios auxiliares
- Contratos bilaterales físicos

En abril de 1998, se crearon los mercados intradiarios, que eran los que gestionaban los ajustes necesarios para el programa diario.

2.4.3.3 El mercado diario

En el mercado diario, cada participante presenta las ofertas de precios y cantidades para las siguientes 24 horas del día.

El Operador del Mercado comunica el resultado que se debe poner en venta al Operador del Sistema y para estos agentes quienes presentaron las ofertas en el mercado diario.

2.4.3.4 Los Mercados Intradiarios.

Estos mercados son usados para dar cuenta de las desviaciones entre el mercado diario y las partes que intervienen en el mercado y requieren información actualizada sobre disponibilidad de unidades y las desviaciones de la demanda. En el mercado intradiario, el Operador del Mercado dispone de la información sobre la generación, demanda y de las ofertas para establecer el programa hora por hora hasta que termine el día de programación.

2.4.3.5 Procedimientos de administración de redes con restricciones

El Operador del Sistema es el que programa por adelantado para cada hora el despacho de energía, realiza un análisis para evaluar las congestiones o posibles problemas de tensión. En caso de existir algún inconveniente el Operador del Sistema deberá modificar los resultados del mercado diario, tratando de minimizar los costos con la modificación correspondiente. En caso de presentarse restricciones en tiempo real, el Operador del Sistema puede recurrir a procedimientos de emergencia,



en donde este costo adicional se recuperará a través de una elevación del precio de la energía.

2.4.3.6 Los Servicios Auxiliares del Mercado

Algunos de los servicios auxiliares que se brindan es la reserva primaria (respuesta de la frecuencia), soporte de reactivos y tensión y la restauración del sistema, estos servicios se proporcionan, en base a normas técnicas obligatorias.

2.4.3.7 Los intercambios exteriores y Agentes Internacionales

La nueva estructura del mercado mayorista incluye intercambios de energía a nivel internacional.

2.4.4 ACCESO A LA TRANSMISIÓN, PRECIOS E INVERSIÓN

La nueva ley de energía, garantiza el acceso a todos los participantes del mercado a las redes de transmisión y distribución. Este acceso es permitido a través de un pago por el uso de dichas redes.

2.4.4.1 Remuneración de las actividades de transmisión

En España, la forma en que la se permiten los ingresos a las actividades de transmisión, se establecen a través de una fórmula de limitación de los ingresos aplicada por períodos.

El Operador del Sistema coordina y planificación la transmisión de energía. Para realizar alguna inversión en las redes, éstas deben ser aprobadas para luego ser tomadas en cuenta en la remuneración.

2.4.4.2 Cargos de la red de transmisión

Al decir cargos por la red de transmisión puede causar confusión ya que dichos valores se encuentran incluidos en las tarifas reguladas que no son independientes de las tarifas de distribución y en las tarifas de acceso para usar las redes de transmisión y distribución.



2.4.4.3 Pérdidas de transmisión

Todos los Participantes del mercado conectados a la red de transmisión tendrán una pérdida de transmisión asociadas a un factor de participación, el mismo que depende de su contribución a las pérdidas calculadas en el punto de conexión.

2.4.4.4 Inversiones y Planificación

Todos los usuarios de la red pueden promover la construcción y planificación de nuevas redes de transmisión, pero el Operador del Sistema debe coordinar las diferentes propuestas. La construcción, operación y mantenimiento de las nuevas redes se llevará a cabo a través de mecanismos de licitación pública.

2.4.5 REGULACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y COMPETENCIA MINORISTA

La Ley Eléctrica 54/1997 introdujo la competencia minorista de energía, permitiendo a clientes específicos (clientes cualificados) comprar energía directamente del mercado eléctrico mayorista y minorista a través de nuevas empresas creadas específicamente para este propósito.

2.4.5.1 Remuneración de las actividades reguladas de distribución

El método utilizado para determinar la remuneración de las actividades reguladas de distribución, debía considerar las características geográficas y de mercado de las diferentes áreas de distribución, misma que fue establecida por la ley eléctrica, que se basó en criterios objetivos, no discriminatorios y transparentes. BOE (1997b) fijó la remuneración de las empresas distribuidoras a través de una fórmula de ingresos topes para el período de regulación 1998-2001.

Con el nuevo marco regulador, el uso de "partida desde cero" modelos de planificación para redes de distribución han sido propuestos para



establecer los ingresos iniciales para cada proveedor, teniendo en cuenta la características geográficas y de mercado de sus áreas de distribución (DISGRUP, 1998 y romana, Gómez, Muñoz y Peco, 1999).

2.4.5.2 Pérdidas de distribución

El nuevo marco regulatorio además incentivo a las empresas distribuidoras a reducir las pérdidas en sus redes. Se establecieron coeficientes de pérdidas para calcular las pérdidas de red estándar para las empresas de distribución. Dichas pérdidas estándar son cobradas a los consumidores a través del consumo del servicio y de las tarifas de acceso.

Las empresas de distribución tienen que comprar las pérdidas reales de energía en el mercado mayorista al precio del pool. En caso de ser las pérdidas reales inferiores a las estándar, la empresa obtendrá beneficios y viceversa.

2.4.5.3 Cargos de la Red de Distribución

Por lo general, los costos agregados de las redes de distribución son cargados a los usuarios finales en función del nivel de tensión de la red donde se encuentran conectados, indistintamente de su punto de suministro. Los cargos de las redes de distribución y transmisión están incorporados en la regulación del servicio completo y tarifas de acceso.

2.4.5.4 Regulación de la Calidad de energía

En España la calidad de energía ha sido aprobada con regulaciones específicas para la transmisión y distribución. La mayoría de los aspectos de la calidad del servicio están reguladas tales como: la continuidad del suministro, la calidad del voltaje y servicios comerciales a los clientes regulados.



Si una compañía de distribución no cumple con la calidad requerida, deberá proponer un plan de mejoramiento de la calidad que debe ser aprobado por la Administración Regional. Si el plan no se lleva a cabo o se retrasa, la empresa podría ser sancionada.

La continuidad de los niveles de suministro a clientes individuales también están garantizados

La calidad de energía se encuentra definida en la norma europea 50160 (CENELEC, 1994).

También se encuentran regulados los servicios comerciales. Los servicios que deben cumplir con ciertos niveles de calidad específicos en relación con los servicios comerciales relacionados: son la medición, facturación, el tiempo máximo para la conexión de nuevos clientes, la calidad del servicio de información, etc. Las empresas deben informar a los clientes sobre las mejores opciones de tarifas y uso de energía.

2.4.6 ASPECTOS PARTICULARES DEL PROCESO REGULATORIO EN ESPAÑA

2.4.6.1 Estimación de los costos de transición

Los costos de transición o CTTC se entienden como la diferencia entre los ingresos que los proveedores recibirán en virtud del marco regulatorio anterior y los ingresos estimados que recibirían bajo la nueva regulación basada en la competencia.

El Ministerio de la Industria y las empresas eléctricas españolas, en el Protocolo Eléctrico, acordaron una metodología para el cobro de una cantidad limitada de los costos de transición a la competencia durante un período de transición de 10 años.



2.4.6.2 Los costos de transición: Metodología para la recuperación

2.4.6.2.1 Metodología inicial (enero de 1998).

Los costos de transición se cobran a través de la tarifa general y tarifas de acceso. Este es un cargo regulado aplicado tanto para clientes regulados y no regulados. El costo de transición se recuperó a través de una retribución fija (RF). Sin embargo, la RF es una cantidad residual, siendo retribuido con cargo a lo que queda después de pagar los derechos de la regulación diferente de los ingresos arancelarios. Estos derechos incluyen los pagos de regulación por el poder adquirido de los distintos mercados (producción en el día, las desviaciones y la energía de reserva) para el mercado a tarifa (a precio de mercado mayorista), la remuneración de distribución, la remuneración de transmisión, suspensión de los costes nucleares, MO y los costos de pliego de cargos y otros costos. El residuo se distribuye a las empresas como el pago de RF para ese año, de acuerdo a los porcentajes que se encuentran fijados.

2.4.6.2.2 Con otros avances.

Más tarde en septiembre de 1998, se aprobaron algunos cambios en relación con los costos de transición. Se aprobó en noviembre de 1998, una enmienda a la Ley Eléctrica para permitir algunos cambios. Sin embargo, tras negociaciones con la Comisión Europea, algunas de las propuestas quedaron sin efecto.

2.4.6.2.3 El procedimiento de la solución general: las tarifas e ingresos regulados

Los ingresos regulados autorizados a percibir las empresas de distribución se lo hacían en tres formas:



1. Servicio completo tarifas de servicios, pagadas por franquicias de clientes finales, incluyendo la energía y los servicios de la red.
2. Tarifas reguladas de acceso, pagados directamente por los clientes libres o por los minoristas para sus clientes libres.
3. Tasas de conexión y de equipos de medición, pagadas por el uso de los usuarios finales.

Las tarifas son calculadas teniendo en cuenta que los ingresos totales deben cubrir los costos totales del sector eléctrico.

Los costos que implican tener: Operador del Sistema, Gestor del Mercado, Costos del regulador, entre otros costos específicos e institucionales, se cobran a través de las tarifas reguladas y tarifas de acceso.

Las empresas distribuidoras tienen que recuperar sus costos de compra de energía en el mercado mayorista a las compañías generadores, así como también a la empresa transmisora.

Todas las ganancias que reciben las empresas distribuidoras van a un fondo común, de tal manera que después cada proveedor, recibirá su remuneración de acuerdo a una fórmula de limitación de ingresos. Esta remuneración se calcula teniendo en cuenta la estimación de los costos reales de las empresas de distribución.

2.5 SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

2.5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

En 1992, Argentina procedió a desintegrar las empresas eléctricas verticalmente integradas, ya que a finales de 1980, en Argentina no había inversión pero si un incremento anual de demanda, en consecuencia aparecieron frecuentes apagones. En 1994 se promulgó



importantes reformas convirtiéndose el mercado eléctrico argentino en uno de los más competitivos en el mundo. Más tarde ocurrió una gran crisis económica cuyas consecuencias en el sector eléctrico son difíciles de predecir.

2.5.1.1 Generación y estructura actual de la Industria

Como mencionamos desde 1992, la generación se organizó en un mercado competitivo, Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La administración y funcionamiento del MEM está a cargo de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., (CAMMESA), que actúa tanto como Operador del Sistema y Operador del Mercado.

Actualmente, hay más de 40 compañías privadas de generación térmica hidroeléctrica y que operan en el MEM. En el mercado liberalizado de Argentina, el sector privado se ha interesado en financiar nuevas inversiones para mayor capacidad en generación.

El regulador y un entorno político estable han llevado a cabo inversiones en la Argentina. La mayoría de unidades hidroeléctricas se encuentran ubicadas zonas lejanas de Buenos Aires, donde el 60% de la carga es concentrada. El sistema de transmisión es radial.

2.5.1.2 Transmisión

La transmisión es una actividad regulada. Estas empresas están obligadas a proporcionar acceso a todos los participantes del mercado, así como también a cobrar las tasas de la red para proporcionar los servicios de transmisión. Las empresas de transmisión no pueden tener acciones en ninguna otra parte del sector eléctrico y viceversa.

La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión SA (TRANSENER) es la compañía más grande e independiente de transmisión, su configuración es radial, lo que representa un gran



problema, viéndose el suministro a Buenos Aires gravemente inseguro y por ende limitando la energía disponible. Para resolver en algo este inconveniente se ha concluido la construcción de la llamada "cuarta línea" para ampliar la capacidad de transmisión que une el norte y el sur del país.

También existen aparte de TRANSENER, otras empresas con activos de transmisión de alta tensión.

Actualmente, hay vínculos internacionales con Uruguay y Brasil y las exportaciones a Chile están en espera. Las expansiones en el sistema de transmisión se desarrollan bajo la competencia de propiedad privada.

2.5.1.3 Distribución

El sistema de distribución también se encuentra regulado. Las empresas de distribución operan como monopolios geográficos, determinado bajo licencias, con la obligación de prestar servicio a todos los consumidores regulados dentro de su área específica.

Existen cuatro tipos de empresas de distribución. En primer lugar, a nivel nacional, existen tres compañías nacionales de distribución privada (EDENOR, EDESUR, EDELAP) que operan en la zona del Gran Buenos Aires. El órgano regulador nacional es el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

En segundo lugar están las empresas privadas de distribución provinciales que están regulados por los organismos reguladores provinciales. En tercer lugar, existen proveedores eléctricos provinciales que no han sido privatizados, algunos de ellos se encuentran verticalmente integrados y no están regulados de forma explícita. En cuarto lugar, hay muchas cooperativas bajo la jurisdicción del municipio o las autoridades provinciales.



2.5.1.4 Consumo

El incremento de demanda ha tenido una tasa de crecimiento anual medio del 6,2% desde 1990 hasta 1998. En 1999, el 40% de la demanda era industrial, 31% usuarios residenciales y 17% usuarios comerciales. El resto representa otros usos. El 55% del consumo, se concentra en la zona de Buenos Aires (ciudad y Gran Buenos Aires).

La Ley Eléctrica reconoce a algunos usuarios industriales con importantes consumos como una clase de grandes clientes, que pueden comprar energía en el mercado al contado o a través de contratos con los generadores, fuera de las tarifas reguladas.

También clientes cuya medición sea triple, con una demanda pico de entre 0,03 y 0,1 MW, o con un pico de demanda entre 1 y 2 MW, podrán realizar la contratación del 100% de su carga.

2.5.1.5 Tarifas Eléctricas.

Desde el inicio del proceso de privatización, las tarifas para los diferentes tipos de clientes se han mantenido casi constantes.

2.5.2 El marco regulatorio

2.5.2.1 Evolución

En Argentina, al igual que en otros países de América Latina, el sector eléctrico principalmente era de propiedad del gobierno. La mayoría de las empresas de generación eran estatales.

El Ministerio de Obras y Servicios Públicos, en Argentina, era el responsable a través del Secretario Energía, de controlar el sector eléctrico en cuanto a su planificación, licencias, tarifas y el desarrollo. El Ministerio de Economía controlaba las tarifas y los programas de



inversión. Las inversiones públicas se controlaron sustancialmente por el Gobierno Federal.

La propiedad pública, los sistemas no transparentes de regulación y la intervención directa de la administración sobre los precios y las decisiones de inversión, han influido en las políticas de fijación de precios. Algunos efectos fueron:

1. Las tarifas promedio se encontraban por debajo de los costos medios de largo plazo.
2. Los subsidios cruzados y discriminación entre los clientes finales
3. Uniformidad de los precios en todas las regiones

Por estas razones para finales de la década de 1980, en Argentina había una escasez crítica de energía eléctrica, el funcionamiento del sistema de generación eléctrica era muy ineficiente y la generación de grandes inversiones fueron cancelados o retrasados, dando prioridad a las inversiones pequeñas de capital en plantas inferiores.

En este tiempo existían subsidios cruzados que muchas veces no cubrían los costos de energía. El no encontrarse establecidos estándares de calidad, indisponibilidad térmica cuyos niveles de generación eran el 50% del total de su generación y las condiciones hidrológicas secas durante los años 1988 y 1989, provocó severas restricciones de energía, produciendo a largo plazo frecuentes interrupciones de servicio. Por estos motivos, el Gobierno Federal decidió introducir grandes cambios reestructurando y privatizando el sector eléctrico.



2.5.2.2 La Nueva Ley Eléctrica.

Los principales objetivos de la Ley Eléctrica 24.065 que se publicó en 1992, fueron:

- Para proteger los derechos de los usuarios
- Para fomentar la competencia en los mercados de generación y suministro.
- Para promover la operación de la transmisión y distribución bajo adecuadas. condiciones de confiabilidad, acceso abierto y no discriminatorio.
- Para garantizar tarifas justas y razonables.
- Promover a largo plazo nuevas inversiones para asegurar el suministro y la competencia siempre que sea posible.

Los principales resultados de la presente Ley Eléctrica fueron:

- La separación de actividades esto es: generación, transmisión y distribución.
- La creación de un mercado mayorista eléctrico basado en los precios marginales y la competencia entre generadores.
- La transmisión fue regulada y a los propietarios de la transmisión no se les permitió participar ya sea en la generación o en la distribución.
- La creación de CAMMESA, el Operador del Sistema (OS), encargado de la operación económica y técnica del sistema.
- La distribución se reconoció como una actividad de monopolio en el área correspondiente.
- La creación de ENRE como la comisión reguladora.

El proceso de privatización exitoso que se puso en marcha en Argentina (Pérez-Arriaga, 1994)



- Promovió la entrada de capital privado en un marco bien definido y competitivo.
- Promovió la eficiencia económica, aumento de la inversión y la disponibilidad de las plantas.
- Aseguró que las tarifas reflejen costos basados en costos marginales.
- Limitó la participación del gobierno en las funciones regulatorias para promover la eficiencia y la protección de los clientes.

2.5.2.3 Autoridades Regulatoras

Dentro del Ministerio de Economía, Obras Públicas y Servicios Públicos, se encuentra el Secretario de Energía, quien es el responsable general con facultades regulatoras, respecto al sector eléctrico. Actualmente, el Secretario tiene asistencia a través de la Dirección Nacional para Coordinar y Regular Precios y Tarifas para la Planificación Eléctrica. El Secretario también recibe asistencia de la Junta Federal de Energía Eléctrica, que tiene representantes de cada provincia. Este es un órgano asesor que coordina las políticas para el sector.

La ley Eléctrica creó ENRE con funciones de una comisión reguladora. ENRE goza de considerable autonomía y sus miembros no pueden ser eliminados fácilmente. Dentro de las principales funciones de ENRE tenemos:

- Para hacer cumplir la Ley 24.065.
- Dictar las normas de seguridad, calidad de servicio y protección del medio ambiente.
- Para evitar comportamientos anticompetitivos, monopólicas o discriminatorias.
- Establecer las bases para la determinación de tarifas.



- Establecer los criterios y condiciones para la adjudicación de las concesiones.
- Para controlar las actividades del sector y aplicar las sanciones por incumplimiento.

Este nuevo modelo separa las funciones de regulación del servicio, que es proporcionada por las empresas privadas. La transmisión y distribución son servicios públicos, mientras que la generación sólo se define como una actividad de interés general. La transmisión y distribución se encuentran reguladas por ENRE, mientras que la generación está sujeta a las reglas del mercado (con excepción de la seguridad y los temas ambientales que son supervisados por ENRE).

El encargado de realizar la programación y despacho de unidades generadoras para satisfacer la demanda de eléctrica es CAMMESA, que es una organización sin fines de lucro.

2.5.2.4 El proceso de privatización en Argentina

Los activos de las empresas estatales de servicios públicos SEGBA, AyEE, e Hidronor fueron divididos en muchas empresas pequeñas. La mayoría de sus acciones han sido vendidas. La privatización se encuentra casi completa.

2.5.3 El Mercado Eléctrico Mayorista

Con la creación del mercado mayorista spot se introdujo la competencia en la generación (MEM). Los productores realizan ofertas de energía que constituyen la base tanto para el despacho económico como para la fijación de los precios spot de energía en el MEM. Los distribuidores y grandes usuarios (con acceso directo al MEM), pueden comprar su energía a través de contratos o a precio de contado.



2.5.3.1 Mercado Eléctrico y Despacho Económico

El despacho económico está diseñado para asegurar la producción más eficiente de energía. En la Argentina, CAMMESA estandariza los precios de oferta de los generadores basados en el precio de los combustibles que están de acuerdo a la temporada.

2.5.3.2 Capacidad de Pago

En el sistema argentino, una capacidad de pago se le añade al precio spot de energía para promover la expansión de capacidad y operación eficiente.

La capacidad de pago a los generadores se hace por la capacidad de la planta, compromisos de contratos netos o bilaterales. La capacidad de pago se ve afectado por los factores de "adaptación". Estos factores ajustan el valor de la capacidad en relación con la confiabilidad de la transmisión.

CAMMESA simula los efectos de las contingencias de la red y la confiabilidad de la conexión de red con el centro de carga del sistema.

2.5.3.3 Reserva Fría y Servicios Auxiliares.

A los generadores se les paga para proporcionar reservas operacionales (reserva fría) y servicios auxiliares (regulación de frecuencias asociadas a las reservas de la hilatura de regulación de voltaje, control de potencia reactiva y puesta en marcha de servicios).

2.5.3.4 Ingresos de Generación

La capacidad de pago se destina a cubrir (1) costos de capacidad para puesta en marcha, (2) programación para las horas pico, o (3), incluso si no se ejecutan, previsiones de producción para años secos adicionales.



2.5.3.5 Programación, Despacho y Liquidación

CAMMESA es la responsable de realizar la programación y despacho de las unidades, así como también del control de la coordinación de mantenimiento. CAMMESA de acuerdo a la información proporcionada por los generadores realiza la programación semanal. También controla y supervisa la generación diaria, su despacho y funcionamiento en tiempo real, calcula los precios que corresponden a cada hora, CAMMESA resuelve todas las transacciones de mercado, gastos adicionales y los respectivos pagos.

2.5.3.6 Contratos Bilaterales

En Argentina el mercado de los contratos se basa en los contratos financieros entre los agentes de mercado para protegerse de la volatilidad de los precios y asegurar el suministro. Estos contratos aunque mencionen un volumen de energía no asegura la entrega física como tal. El despacho real de las unidades de generación no tiene en cuenta los contratos entre generadores y distribuidores o grandes clientes. Por lo tanto la unidad será despachada a proporcionar más o menos energía en el pool a pesar de sus compromisos contractuales. En estas circunstancias, el generador estará obligado a comprar o vender el exceso de energía en el pool en el precio del spot.

Los contratos bilaterales deben definir la inyección y extracción de los nodos para que los factores de pérdidas de transmisión y los costos de restricción puedan ser determinados. Los detalles de los contratos bilaterales están a disposición del público. Los generadores de propiedad privada están autorizados a firmar contratos directamente con los clientes o distribuidores.



2.5.4 Acceso a la transmisión, precios e inversión.

Las empresas de transmisión son reguladas por ENRE bajo la jurisdicción de la Secretaría de Energía.

2.5.4.1 Cargos por Transmisión

Los costos de operación y mantenimiento de la red de transmisión, los pagan los usuarios a través de varios cargos, mismos que se encuentran regulados. Las dotaciones anuales de transmisión incluyen los siguientes cargos:

- Un cargo de conexión está basado en la capacidad (para un generador) o la demanda máxima coincidente (por un gran número de usuarios).
- Un cargo fijo por capacidad que está basado en los costos de operación y mantenimiento de la red calculado en cada nodo según el uso estimado de la capacidad del sistema.
- Existen dos cargos variables. Un cargo por confiabilidad (o variable de cargo por capacidad). Una variable de cargo por energía, la que refleja las pérdidas marginales.
- Un cargo complementario esta basado en cuotas de participación estimada en cada línea. Para las instalaciones de redes existentes, la asignación de la tasa complementaria a los clientes, se basa en el uso de la red en momentos de máxima demanda anual.

2.5.4.2 Sanciones por falta de disponibilidad de los activos de transmisión.

De acuerdo a la disponibilidad de capacidad de transmisión, las empresas de transmisión están sujetas a sanciones o incentivos económicos. Si el nivel previsto de disponibilidad es más alta que una norma concreta las empresas reciben bonificaciones de lo contrario son



sancionados. Este mecanismo se aplica a todas las interrupciones imprevistas.

2.5.4.3 Expansión de la Transmisión

En un momento dado en el que la demanda energética sigue creciendo la expansión de la red de transmisión se vuelve un tema crítico. TRANSENER aún no tiene una responsabilidad directa de la expansión del sistema de transmisión existente. Las nuevas líneas se puede construir de dos maneras (NERA, 1998):

1. Expansión por contrato privado.
2. Expansión en subasta pública.

Existieron varios inconvenientes del sistema regulador para la expansión de nuevas redes de transmisión, tales como (NERA, 1998):

- Los Generadores podrían tener incentivos perversos en ambas direcciones, ellos podían no estar dispuestos a pagar por las líneas, mientras tengan un incentivo para comprometer fondos para la expansión.
- El uso de fondos de SALEX podría fomentar la construcción antieconómica.
- La combinación de estos factores podrían favorecer la ubicación de decisiones antieconómicas.

2.5.5 REGULACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

En Argentina existen 23 provincias y la Capital Federal de Buenos Aires, en la que cada provincia posee su propio gobierno, parlamento y tribunales. Por lo tanto, cada provincia es la responsable de los servicios públicos en su área. Existe un área de suministro de eléctrico en el que el Gobierno Federal es el responsable, esto incluye la ciudad de Buenos Aires y ciudades vecinas.



Las empresas de distribución de las diferentes provincias, se han ido privatizando poco a poco, dando cumplimiento a la Ley Nacional 24.065, estableciendo sus propios criterios ya que tienen autonomía para hacerlo.

2.5.5.1 Concesiones de Distribución

La empresa de distribución que tenga la concesión dentro de un área determinada, tiene la obligación de brindar servicio a los usuarios que se encuentren dentro de la misma, debiendo cumplir con las normas de calidad de servicio previamente establecidas. El distribuidor tiene la obligación de realizar inversiones en la red, operación y suministro a pequeños clientes. Los grandes clientes (más de 30 kW) se permite que participen en el mercado eléctrico mayorista.

Los ingresos permitidos a las empresas distribuidoras se evalúan al inicio de cada período reglamentario, que en principio se estableció un período de 10 años, posteriormente a esto se lo redujo a 5 años. Las tarifas e ingresos establecidos se actualizan de acuerdo a la evolución de un índice de inflación externa.

La regulación aplicada para calcular los ingresos por distribución es el precio tope que establece los máximos precios para cada clase de consumidor. La empresa de distribución puede aumentar sus ganancias aumentando su eficiencia o reduciendo sus costos; la tasa de rentabilidad no está garantizada. De esta manera se crea un incentivo para maximizar beneficios a través de minimizar los costos de la inversión y mantenimiento en consecuencia provoca una reducción de la calidad del servicio. Es por ello que existen sanciones por interrupciones de suministro.



2.5.5.2 Evaluación de los costos de distribución.

A continuación se indicará el método para determinar los costos de distribución, cuando la distribución en Gran Buenos Aires (GBA) fue privatizada y cómo estos costos fueron asignados a diferentes categorías de tarifas.

Existen algunas variables que se consideraron para calcular los costos de distribución como:

- Las inversiones necesarias para la expansión y renovación de redes de distribución.
- Costos de operación y mantenimiento, equipos e instalaciones de distribución en función del costo medio incremental (AIC).
- Medición, facturación y actividades comerciales generales.
- El retorno sobre el capital.

El cálculo AIC se basa en el costo mínimo del Plan de Expansión, considerando la inversión, gastos de explotación, pérdidas y el costo de la energía no suministrada. SEGBA SA desarrolló el plan para ayudar a la privatización.

Los gastos de distribución (D_{cj}) para cada nivel de tensión de red ($j =$ HV, MV y LV redes) se calcula como:

$$D_{cj} = (CRF_j + UOP_j) * AIC_j \quad (2.10)$$

donde:

CRF_j es el factor de recuperación de capital a la tasa de descuento seleccionada

UOP_j es el costo de operación anual por unidad de la capacidad de la red instalada



AIC_j es el nivel necesario de inversiones en la red por unidad de aumento de la demanda

La siguiente ecuación muestra el cálculo de AIC_j para cada nivel de tensión:

$$AIC_j = NPV(I_j)/NPV(\Delta P_j) \quad (2.11)$$

donde:

AIC_j representa el costo incremental promedio para el nivel de tensión j
 $NPV(I_j)$ es el valor presente neto del costo mínimo de expansión para el nivel de tensión j , a la tasa de descuento seleccionado calculada sobre un período de 10 años

$NPV(\Delta P_j)$ es el valor presente neto de los incrementos de la demanda anual en el nivel de tensión j calculada durante un período de 10 años

También se consideró los gastos relacionados con las actividades comerciales, así como también la inversión y gastos de operación.

2.5.5.3 Tarifas reguladas, categorías de clientes

Tres importantes grupos de clientes son considerados de acuerdo a la demanda, dentro de las cuales tenemos clientes de baja, media y alta demanda.

2.5.6 ASPECTOS PARTICULARES DEL PROCESO REGULATORIO EN ARGENTINA

2.5.6.1 Regulación de la Calidad de Energía después de la privatización de la distribución

Para garantizar que la nueva regulación no reduciría la inversión y por tanto no reduciría la calidad del servicio, hubo que establecer una regulación más completa en el nuevo marco de la reestructuración y la competencia. Algunos de los aspectos importantes de esta regulación fueron (MEOSP, 1992):



- Las empresas distribuidoras eran las únicas responsables de la calidad del servicio. Esto llevó a las empresas de distribución a participar activamente en las propuestas de reforzamiento de la red de transmisión y en la introducción de nuevos proyectos de generación.
- Tres aspectos de la calidad fueron regulados: la continuidad del suministro, la calidad de tensión y servicios comerciales.
- Se impusieron sanciones en el caso de no cumplir con niveles mínimos de calidad especificados.
- Control del cliente individual: La calidad es controlada para cada cliente.

2.5.6.1.1 Control de Calidad.

Se establecieron tres etapas para el control de calidad: Fase preliminar: ENRE y las empresas de distribución elaboraron mecanismos de control y confiabilidad realizando mediciones estandarizadas.

Primera etapa. Esta etapa duró 3 años. Los índices de confiabilidad del sistema se midieron transformadores en HV/MV, en las cabeceras de los alimentadores de distribución de media tensión y transformadores en MV/LV.

Segunda fase (la fase definitiva). El objetivo de esta etapa era el control de calidad para cada cliente. Todos los aspectos de calidad de la energía están controlados: el número y duración de las interrupciones; alteraciones de voltaje como el parpadeo, fluctuaciones de tensión, armónicos, etc.



2.5.6.1.2 Costo de Energía No Suministrada.

La Energía No Suministrada (ENS) es el costo por kWh de cuántos clientes estarían dispuestos a pagar para tener un nivel adecuado de calidad.

2.5.6.1.3 Resultados.

Los niveles de calidad han mejorado significativamente desde que la regulación de la calidad fue implementada. Al inicio del proceso, los niveles de calidad eran bajos, dando lugar a una compensación alta a los clientes. La mayor parte de la compensación (76%) fue debido a las interrupciones, por mala calidad de servicios comerciales fue sólo el 5% de la remuneración total. Los niveles de calidad han mejorado gradualmente. Hoy, la mayoría de las compañías han tenido éxito en la consecución de los niveles de calidad exigidos.



CAPÍTULO 3

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se hace un breve recuento de cómo ha ido evolucionando el Sector Eléctrico Ecuatoriano a lo largo de los años, quienes fueron los precursores de los cambios y cuál fue la visión de introducir éstos cambios. Dentro de esta evolución se indica que uno de los factores principales que ha marcado al Sector Eléctrico ha sido los cambios políticos debido a su diferente visión ideológica que lógicamente la posee cada gobierno de turno. Luego se verá cómo se realiza el cálculo actual para retribuir a las diferentes Empresas Eléctricas de Distribución del País, en la que se emplea una metodología que basa su empleo en el beneficio social y más no a una sostenibilidad económica, todo estos acontecimientos merecen la pena una reflexión de que es lo que nos interesa como sociedad, como país, beneficiar supuestamente un sector del país y continuar llevando a un resquebrajo económico a un Sector Estratégico para el desarrollo de cualquier País o realmente impulsar éste sector para beneficio de la sociedad y del País, el cual puede darse adoptándose una política responsable.

3.2 EVOLUCIÓN NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

En la década del 60, el Ecuador alcanzó un grado de desarrollo tal, que los criterios y sistemas empleados para planear y realizar obras de electrificación, ya no eran suficientes para enfrentar los problemas de la época y peor aún, para combatir los requerimientos futuros. En aquellas épocas, el servicio eléctrico generalmente era prestado y de responsabilidad de los Municipios, los cuales tenían muchas limitaciones económicas y que con grandes sacrificios solamente podían implementar sistemas eléctricos locales, totalmente antieconómicos e insuficientes en la mayor parte de casos, motivo por el cual, el país no contaba con una



infraestructura para enfrentar la demanda de aquel entonces, menos promover el progreso industrial y económico del Ecuador.

Con este objetivo, el Doctor José María Velasco Ibarra, Presidente Constitucional de la República del Ecuador, solicita el 6 de febrero de 1961, al Doctor Carlos Julio Arosemena Monroy, Vicepresidente de la República y Presidente del Honorable Consejo Nacional de Economía, el dictamen correspondiente sobre el Proyecto de Decreto Ley de Emergencia, para la expedición de la Ley Básica de Electrificación. En este sentido el Vicepresidente de la República y Presidente del Honorable Consejo Nacional de Economía, manifiesta que, el Consejo emite dictamen favorable a la expedición del Proyecto Sustitutivo, como Decreto Ley de Emergencia.

Con estos antecedentes, el señor Presidente de la República, el 23 de mayo de 1961, dictó el Decreto Ley de Emergencia No. 24, mediante el cual se expidió la Ley Básica de Electrificación. Esta Ley fue expedida en base a que el Ecuador en esos momentos, atravesaba un grave déficit de energía eléctrica, además de mantener una escasez de combustibles líquidos y sólidos, que le impedían su desarrollo económico. Ello promovió para que el Estado aproveche coordinada y racionalmente sus recursos naturales, lo que conducía al aprovechamiento además de sus recursos hidráulicos para la producción de energía eléctrica, entre otras fuentes.

En la Ley se establecía que era responsabilidad del Gobierno de la República, a través del Ministerio de Fomento, la planificación, ejecución y control de la electrificación del país. De igual forma, en ésta Ley se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, como una persona jurídica de derecho privado, con finalidad social y pública, con patrimonio propio y domiciliado en la Capital de la República, con el objeto principal de realizar obras de electrificación. El Instituto estaba gobernado por un



Directorio, una Comisión Ejecutiva, un Gerente General, quien era el representante legal, y por los demás funcionarios determinados por los Estatutos y Reglamentos.

En la Administración del General de Brigada, Guillermo Rodríguez Lara, Presidente de la República del Ecuador, en el Registro Oficial No. 387, de 10 de septiembre de 1973, se publicó la Ley Básica de Electrificación, en virtud de las modificaciones y reformas que se introdujeron a la Ley Básica de Electrificación, dictada por Decreto Ley de Emergencia No. 24, de 23 de mayo de 1961, publicada en el Registro Oficial No. 227, de 31 de mayo de 1961. Con la expedición de ésta Ley, se buscaba complementar y actualizar la anterior, dotándole de un ordenamiento estructural lógico y ágil, que permitiera al Gobierno poner en ejecución el Plan Nacional de Electrificación, parte del Plan Integral de Transformación y Desarrollo del Ecuador de ese entonces.

De conformidad con lo establecido en ésta Ley, el suministro de energía eléctrica era un servicio de utilidad pública de interés nacional, que debía ser brindado por el Estado, quien tenía la atribución privativa, a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica.

El Artículo 7 de la norma legal en mención, creó al Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, como una persona jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa, con su sede principal en la ciudad de Quito y adscrita al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.

De lo mencionado, cabe indicar que con la expedición de la Ley Básica de Electrificación del año 1973, existe una reforma sustancial en lo que es el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, toda vez que se modifica su



naturaleza jurídica, de una persona de derecho privado con finalidad social o pública, como se encontraba concebido en el año 1961, a una persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa; hecho éste que contribuyó para que el INECEL tenga mayores prerrogativas para desarrollar su objetivo de la mejor manera en beneficio del país.

Un aspecto que cabe resaltar, es el hecho de que tanto en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, concebido en la Ley Básica de Electrificación del año 1961, como en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, creado en la Ley Básica de Electrificación del año 1973, se encontraba como una de sus facultades básicas y primordiales, la de contribuir a la formación de especialistas en materia eléctrica; para lo cual, y acatando esta disposición legal, un sin número de profesionales del INECEL y de la ingeniería eléctrica, principalmente, se capacitaron tanto nacional como internacionalmente en temas inherentes al sector eléctrico, y muchos de ellos participaron como contrapartida de profesionales internacionales que vinieron a la construcción de los grandes proyectos eléctricos realizados en el Ecuador, lo que ha contribuido a que el país cuente con personal y profesionales altamente calificados en materia eléctrica.

Gracias a la Ley Básica de Electrificación publicada en el Registro Oficial No. 387, de 10 de septiembre de 1973, se creó el INECEL, y después de 6 años, con la nueva Constitución Política del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 800, de 27 de marzo de 1979, se establecieron cuatro sectores básicos de la economía:

1. El sector público, compuesto por las empresas de propiedad exclusiva del Estado, a las cuales les estaba reservadas la explotación de los recursos naturales no renovables, productos del



- subsuelo minerales; los servicios de agua potable, fuerza eléctrica y telecomunicaciones; así como empresas estratégicas definidas por la ley;
2. El sector de la economía mixta, conformado por empresas de propiedad de particulares como de entidades del sector público;
 3. El sector comunitario o de autogestión, integrado por empresas cooperativas, comunales o similares; y,
 4. El sector privado, conformado por personas naturales o jurídicas privadas.

De lo que se desprende de las normas antes indicadas, al sector público le estaba reservada la explotación de los recursos naturales no renovables, los productos del subsuelo y minerales, así como la prestación de los servicios públicos y entre ellos el de fuerza eléctrica, hecho que se desarrolló en el país, a través del Instituto Nacional de Electrificación, INECEL; estos criterios se ven reflejados en la actualidad por las disposiciones de la Constitución Política del año 2008, cuando prevé que el Estado se reserva el derecho de administrar y regular los sectores estratégicos y brindar servicios públicos a través de empresas públicas, y sólo excepcionalmente podrá delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley.

Con la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 de 10 de octubre de 1996, se modifica totalmente la estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, con un criterio eminentemente privatizador, de manera que las actividades que antes eran realizadas por el INECEL, como son; , la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, pasaron



a realizarse a través de compañías mercantiles de derecho privado; sociedades anónimas, que se formaron para el efecto.

En el Artículo 11 de dicha Ley, se establece la actual estructura del sector eléctrico ecuatoriano, y lo determina de la manera siguiente:

- a. El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC
- b. El Centro Nacional de Control de la Energía, CENACE
- c. Las empresas eléctricas concesionarias de generación
- d. La empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y
- e. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, es una institución con personería jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. El CONELEC es el Ente Planificador, Regulador y Controlador del Sector Eléctrico Ecuatoriano, que se encarga de elaborar los planes para el desarrollo de la energía eléctrica en el país, destacando que por su papel protagónico en el Sector, está prohibido de ejercer actividades empresariales.

El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, es una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía eléctrica en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

En el Artículo 26 de la Ley ibídem, se establece el régimen para que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sean realizadas por compañías de derecho privado autorizadas y



establecidas en el país, de conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y la Ley de Compañías. Además se establece que dichas compañías, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

Con la publicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el 10 de octubre de 1996, y una vez que la Disposición Transitoria Primera, Proceso de Transición, declaró en proceso de liquidación al Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, y dispuso que conservará su personería jurídica hasta el 31 de marzo de 1999, improrrogablemente, manteniendo su autonomía operativa, administrativa, económica y financiera; se constituyeron a partir de ese momento las empresas de generación y transmisión de energía eléctrica, entre las cuales tenemos las siguientes:

TERMOESMERALDAS, TERMOPICHINCHA, ELECTROGUAYAS,
HIDROPAUTE, HIDROPISAYAMBO, HIDROAGOYAN,
TRANSELECTRIC.

Con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el año 1996, en sustitución de Ley Básica de Electrificación que venía rigiendo desde 1973, se buscaba eliminar el monopolio del Estado ejercido en todas las actividades del Sector Eléctrico a través del ex – INECEL, se quería segmentar las actividades de generación, transmisión y distribución, impulsar la competitividad y la eficiencia técnica y económica de las empresas eléctricas y proporcionar, al usuario y al inversionista, tarifas justas. De igual forma, de conformidad con dichas normas legales, las acciones que poseía el INECEL en las empresas eléctricas constituidas, se transfirieron al Fondo de Solidaridad como consecuencia de la terminación de la vida jurídica del INECEL. Es así como el Fondo de



Solidaridad, se transformó en accionistas mayoritario o único de las empresas del Sector, asumiendo el reto de supervisar su administración con todas las consecuencias que una participación de esa naturaleza tiene dentro del desarrollo del país.

Para la fecha de constitución de las empresas eléctricas (1999), ya se encontraba vigente desde el 11 de agosto de 1998, la Constitución Política de la República, la misma que con la disposición de su Artículo 249, modificaba principalmente el Artículo 46 de la Constitución Política, publicada en el Registro Oficial No. 763, de 12 de junio de 1984, donde se establecía los cuatro sectores de la economía del país. La citada norma constitucional mencionaba lo siguiente: “Art. 249.- Será responsabilidad del Estado la provisión de servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, fuerza eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, facilidades portuarias y otros de naturaleza similar. Podrá prestarlos directamente o por delegación a empresas mixtas o privadas, mediante concesión, asociación, capitalización, traspaso de la propiedad accionaria o cualquier otra forma contractual, de acuerdo con la ley. Las condiciones contractuales acordadas no podrán modificarse unilateralmente por leyes u otras disposiciones. El Estado garantizará que los servicios públicos, prestados bajo su control y regulación, respondan a principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad; y velará para que sus precios o tarifas sean equitativos”.

Es menester reseñar que con Decreto Ejecutivo No. 475 de 9 de julio de 2007, publicado en el Registro Oficial No. 132 de 23 de julio de 2007, se escinde el Ministerio de Energía y Minas y se crean los Ministerios de Minas y Petróleos y el de Electricidad y Energía Renovable, éste último, a partir de esta fecha, se encarga de impartir las políticas y directrices para el Sector Eléctrico Ecuatoriano.



Una vez que se dictó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el año 1996, se promulgó la Constitución Política del año 1998, y que se crearon las empresas eléctricas, éstas desarrollaron sus actividades de conformidad con lo establecido en la ley, ya que son empresas creadas al amparo del derecho privado. Es preciso mencionar que la voluntad privatizadora para este tipo de empresas fue cambiando con el pasar de los años y con los cambios de Gobierno, tanto es así que, muchos cuerpos normativos fueron modificados para incluir dentro de su ámbito de aplicación a las compañías mercantiles que tienen más del 50% de capital accionario de propiedad del Estado Ecuatoriano, en este sentido se reformaron leyes como: Ley Orgánica de la Procuraduría General del Estado, Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado, Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa. Este criterio fue de igual forma recogido por los Asambleístas, quienes en el año 2008, expidieron varios Mandatos Constituyentes que eran obligatorios y vinculantes para estas empresas como los números 2, 8, 9, 15; a más de expedir en el mes de agosto, la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, que regula los procedimientos de contratación para la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios, incluidos los de consultoría, de las entidades del Sector Público y de las mencionadas compañías.

Una vez que la Asamblea Nacional Constituyente preparó y entregó el proyecto de Constitución Política, el mismo que fue aprobado por mayoría en Referéndum de 28 de septiembre de 2008, se publicó en el Registro Oficial No. 449 de 20 de Octubre de 2008, la nueva Constitución de la República del Ecuador, la misma que contiene disposiciones especiales para la prestación de los servicios públicos y específicamente lo que es la energía; así tenemos que en el texto constitucional, se establece que la energía eléctrica en todas sus formas, se considera como sector



estratégico; que el Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos, entre ellos, los de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley, garantizando que éstos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

Por otro lado, se prevé que el Estado constituirá empresas públicas para la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de servicios públicos. El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria; y excepcionalmente podrá delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades.

Con la publicación de la nueva Constitución Política del Ecuador, y amparados en el Mandato Constituyente No. 15, a más de acatar las políticas para el sector, impartidas por el Gobierno, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, varias empresas del sector eléctrico se fusionaron para formar dos grandes corporaciones: CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A. y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A.

La CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A. se conformó con la suscripción de la escritura pública de fusión, celebrada el 15 de diciembre de 2008, ante el Dr. Humberto Moya Flores, Notario Trigésimo Octavo del cantón Guayaquil, en la cual se disolvieron anticipadamente y fusionaron las Empresas de Distribución Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas-Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A., Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A.



y Regional Sucumbíos S.A. La CNEL S.A. tiene como objeto la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica y fue inscrita en el Registro Mercantil del cantón Guayaquil el 16 de enero del 2009.

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. se conformó con la suscripción de la escritura pública de fusión, celebrada el 13 de enero de 2009, ante el Dr. Remigio Poveda Vargas, Notario Décimo Séptimo del cantón Quito, en la cual se disolvieron anticipadamente y fusionaron las Compañías de Generación Hidroeléctrica Paute Hidropaute S.A., Hidroeléctrica Agoyán Hidroagoyán S.A., Termoeléctrica Esmeraldas Termoesmeraldas S.A., Termoeléctrica Guayas Electroguayas S.A., Termoeléctrica Pichincha Termopichincha S.A., y de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica Transelectric S.A.; CELEC S.A. tiene como objeto social la generación y transmisión de energía eléctrica dentro del territorio nacional y fue inscrita en el Registro Mercantil del cantón Quito el 26 de febrero del 2009.

En la actualidad y con la Norma Suprema en plena vigencia, le corresponde a la Comisión Legislativa y de Fiscalización o a la Asamblea Nacional, tramitar y expedir una reforma a la Ley vigente del Sector o una nueva Ley incluyendo nuevos aspectos de la energía, para poder reestructurar y fortalecer el Sector de acuerdo con los principios y criterios que se encuentran plasmados en la Constitución Política.

Cabe indicar que, la Comisión Legislativa y de Fiscalización, de acuerdo con lo solicitado en Oficio No. 3951.SGJ.09.1372 de 26 de mayo de 2009, suscrito por el Presidente Constitucional de la República, Eco. Rafael Correa Delgado, dirigido al Arq. Fernando Cordero Cueva, Presidente de la Comisión, ha tramitado y aprobado el proyecto de Ley Orgánica de Empresas Públicas, el 24 de julio de 2009. Esta Ley permitirá la



constitución de empresas públicas para el manejo de los sectores estratégicos por parte del Ejecutivo y de los gobiernos autónomos descentralizados provinciales y locales. [1]

3.3 ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL ECUADOR.

3.3.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es exponer de una manera general como se ha realizado el manejo de las tarifas eléctricas en el país, para el año 2010, sobre la base de lo dispuesto en la normativa vigente. También se indicará cual es el método usado para remunerar a las empresas distribuidoras del país.

En la página web del CONELEC se encuentra el análisis detallado de costos para las empresas eléctricas sujetas a regulación de precios para el período enero-diciembre 2010.

Vale mencionar que para tomar las diferentes decisiones en dicho análisis, las mismas se basaron en el siguiente marco jurídico:

El artículo 13, literal d) de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), faculta al CONELEC para que, de conformidad con lo que establece el Capítulo VIII de la misma, apruebe los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, según las disposiciones de la Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas.

Las Regulaciones No. CONELEC 006/08, 013/08 y 004/09 de 12 de agosto de 2008, 27 de noviembre de 2008 y 06 de agosto de 2009, respectivamente, emitidas para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 expedido el 23 de julio de 2008, faculta al CONELEC para que



establezca los parámetros regulatorios específicos que permitan establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución.

El estudio de la remuneración a las Empresas Eléctricas de Distribución que existe en la página web del CONELEC se encuentra estructurado de la siguiente manera:

1. Antecedentes,
2. Análisis de Costos Imputables al Servicio de Generación y Costo Medio de Generación,
3. Costo de Transmisión,
4. Costo del Servicio de las Empresas Eléctricas Distribuidoras,
5. Estimación del Déficit Tarifario para el año 2010,
6. Subsidio Cruzado para Consumidores de Bajos Recursos,
7. Modificaciones al texto del Pliego Tarifario,
8. Conclusiones y Recomendaciones.

3.4 MODELO DEL COSTO DEL SERVICIO

Para hablar de la importancia y los beneficios de un sistema de costos en una empresa de servicios se debe empezar por definir algunos conceptos básicos que se van a utilizar a lo largo de este capítulo, el primero de ellos es el concepto de costos que es la cantidad de dinero que se incurre para obtener un bien en condiciones de venta; igualmente es aquel que está representado por la suma de esfuerzos, expresados cuantitativamente, que se requieren para elaborar una cosa; es también el complemento necesario de la contabilidad financiera, que tiene por objeto, brindar información con detalle de lo que acontece dentro de la empresa, posibilitando los datos en el momento preciso para que la gerencia pueda tomar decisiones (respecto a maximizar utilidades y minimizar los costos).



Costos, según algunos autores “es el valor monetario de los recursos que se entregan o prometen entregar, a cambio de bienes o servicios que se adquieren”. Para Gonzales del Rio costos “son la suma de esfuerzos y recursos invertidos para producir algo”. Y para Ortega Pérez es “el conjunto de pagos, obligaciones contraídas, consumos, depreciaciones y aplicaciones atribuibles a un periodo determinado, relaciones con las funciones de producción, distribución, administración y financiamiento”.

El siguiente concepto es el de contabilidad de costos, que es un sistema de información para determinar, registrar, acumular, distribuir, analizar, interpretar e informar de los costos de producción, distribución, administración y financiamiento. Para el uso interno de los directivos de la empresa en el desarrollo de las funciones de planeación, control y toma de decisiones es una disciplina social.

La forma de regulación tradicional en el Ecuador es la de costo de servicio, basada en que la remuneración de la distribuidora eléctrica es establecida por el regulador a partir de los costos incurridos en el suministro, debidamente justificados, más una tasa de retorno del capital invertido, en el caso ecuatoriano esta tasa de retorno del capital invertido es cero.

3.5 ANÁLISIS DE COSTOS IMPUTABLES AL SERVICIO DE GENERACIÓN Y COSTO MEDIO DE GENERACIÓN (CMG)

El precio referencial de generación, se calculaba en función de los costos marginales de corto plazo resultantes de simulaciones energéticas de la operación del sistema eléctrico de potencia, estabilizados para un periodo de cuatro años a futuro, hasta antes de la expedición del Mandato Constituyente No. 15. Con la llegada del Artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15 elimina el concepto de costos



marginales para el cálculo del componente de generación y establece que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, deberán ser cubiertos por el Estado.

Razón por la cual de ahora en adelante se deberá calcular un Costo Medio de Generación (CMG) que se debe incluir en la tarifa al consumidor final para cubrir los costos de la etapa de generación operada en forma óptima.

Para dar cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15, se expidió la Regulación No. CONELEC 006/08, la cual indica que la componente de generación (CMG) la establecerá el CONELEC, anualmente, sobre la base de la información proporcionada por los agentes y el CENACE.

“Este componente se calcula como el promedio ponderado, durante el período de estudio tarifario, de los costos de energía provenientes de la suma de los costos fijos y costos variables de generación, resultantes de un despacho de generación donde se considera las unidades o centrales de generación que cuentan con contratos regulados y aquella generación que opera en el mercado de corto plazo.”

Al tener un esquema de contratación regulada el cálculo del CMG reflejará de una manera más precisa los costos que efectivamente se tendrán en la etapa de generación, al eliminar la incertidumbre de cambios en los precios. En dichos contratos existe un precio fijo aprobado por el CONELEC para el caso de las generadoras de capital estatal o un precio negociado y pactado con las distribuidoras en el caso de las generadoras de capital privado.



Para respetar los acuerdos supranacionales, en lo referente a esquemas comerciales para las interconexiones internacionales, los intercambios de energía con Colombia son simulados, en su liquidación comercial, a costos marginales de corto plazo, considerando las reglas establecidas para repartición de rentas de congestión.

“El CMG refleja en un solo valor promedio anual, la variación de precios de generación que se produce por efecto del comportamiento estacional, en los períodos lluviosos y de estiaje, de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas, especialmente aquellas localizadas en las cuencas de los ríos con vertiente hacia la Amazonía. Es decir, el costo medio de generación anual es un promedio ponderado de los precios de cada mes, dado que los costos de generación en los meses de estiaje son superiores a los costos de generación de los meses lluviosos.”

El CMG también representa los acuerdos de precios de compra de energía que tiene que pagar cada distribuidora a todo el conjunto de generadores de capital tanto estatal como privado.

El proceso para determinar el CMG es el siguiente:

1. Recopilación de la información económica – financiera.
2. Conocimiento de los precios de los contratos con generación privada.
3. Procesamiento de la información económica – financiera.
4. Revisión conjunta de la información económica – financiera con los agentes.
5. Simulaciones energéticas.
6. Cálculo del CMG.

Cada uno de estos pasos se encuentra al detalle en la página web del CONELEC, sin embargo haremos mención del cálculo del costo medio



de generación en este capítulo, ya que esta información formará parte de los datos de ingreso para el nuevo esquema de regulación.

3.5.1 Cálculo del CMG

Una vez que se posee toda la información necesaria entregada por los agentes, procede a revisar el CONELEC, y considerando los resultados de las simulaciones energéticas, se calcula el CMG, realizando un promedio ponderado del total de los costos tanto fijos como variables sobre el total de la energía producida por el parque generador en función de la demanda de energía.

Aparte de los costos resultantes del despacho económico, se realiza también el reconocimiento de los sobrecostos producidos por la generación despachada por control de voltaje y compensación reactiva, generación forzada y generación obligada. Puesto que estos sobrecostos no son fáciles de conocer a priori, se utiliza como referencia las estadísticas de operación del SNI publicadas por el CENACE del período inmediato anterior al estudio.

La generación no convencional es valorada según lo establecido en la Regulación No. CONELEC 009/06.

La Tabla No. 3.1 muestra los resultados del Costo Medio de Generación para los escenarios de hidrológicos promedio (50% de probabilidad de excedencia), seco (90% de probabilidad de excedencia) y un escenario seco híbrido que considera 90% de probabilidad de excedencia para el período enero-marzo y 75% de probabilidad de excedencia para el resto de año.

Escenario		Energía (US¢/kWh)	Anualidad (US¢/kWh)	PRPD (US¢/kWh)	PLUS (US¢/kWh)	Precio Único (US¢/kWh)	REACTIVOS (US¢/kWh)	IVA COMB. (US¢/kWh)	CMG (US¢/kWh)
Crecimiento Demanda	Hidrología								
Bajo	Baja (90%)	2.435	2.891	0.122	0.160	0.141	0.114	0.184	6.0473
	Hibrido (90% y 75%)	2.061	2.951	0.125	0.166	0.142	0.119	0.151	5.7155
	Promedio	1.651	2.810	0.120	0.135	0.135	0.118	0.108	5.0765



Tabla 3.1: CMG para diferentes escenarios hidrológicos

Para efectos del Estudio Tarifario se ha considerado el Costo Medio de Generación resultante de escoger el escenario hidrológico seco híbrido para el período enero - diciembre 2010, cuyo valor se ubica en 5,7155 USD¢/kWh. El detalle de las componentes de este costo se muestra en la Tabla No. 3.2.

ITEM	Precio (USD¢/kWh)
1.- COMPONENTE DE ENERGIA	
1.1 promedio ponderado del período	2,3686
1.2 devolución de IVA en el período	0,1514
2.- COSTOS FIJOS IMPUTABLES AL SERVICIO	2,9513
3.- GENERACION DE REACTIVOS (Por seguridad y calidad de servicio)	0,1188
PRG DE ENERGÍA	5,5901
4.- COMPONENTE DE CAPACIDAD	0,1254
PRG TOTAL	5,7155

Tabla 3.2: Detalle de cálculo de CMG

3.6 COSTO DE TRANSMISIÓN

Para el cálculo del costo de transmisión se ha aplicado la tabla de vidas útiles para transmisión aprobada mediante Resolución No. CONELEC 020/09, Tabla No.3.3, a la vez aplicando ésta tabla el fondo de reposición que se puso en consideración del Directorio del CONELEC para el año 2010 fue de USD 21'669.132,46.

	AÑOS
Líneas de Transmisión	45
Subestaciones	30
Centro de Control y Equipos de Cómputo (Hardware y Software) e Instrumentos de Laboratorio	5
Equipo de Telecomunicaciones	10
Mobiliario, Transporte y Herramientas	5
Edificios de Uso General	20

Tabla 3.3: Vidas útiles de transmisión



En la Tabla No. 3.4, se presenta el resultado del análisis, cuyo valor final es 1,61 USD/kW-mes, que relacionado con la energía transportada, equivale a una tarifa media de 0,3241 USD¢/kWh.

Año	2009	2010
Periodo	HISTORICO	
Activos		
Costo de Reposición		
Activo Bruto Total	632.957	656.403
a. Líneas de transmisión (VU=45 años)	249.057	261.475
b. Subestaciones (VU=30 años)	357.876	367.506
c. Centro de Control de Transmisión CCT	5.417	6.120
d. Telecomunicaciones	8.699	9.184
e. Otros bienes (mobiliario, transporte, herramientas)	5.523	5.734
f. Edificios	6.384	6.384
Anualidad	VU (años)	21.669
a. Líneas de transmisión (VU=45 años)	45	5.811
b. Subestaciones (VU=30 años)	30	12.250
c. Centro de Control de Transmisión CCT (VU=5 años)	5	1.224
d. Telecomunicaciones	10	918
e. Otros bienes (mobiliario, transporte, herramientas)	5	1.147
f. Edificios	20	319
Mensualidad		1.806
a. Líneas de transmisión (VU=45 años)		484
b. Subestaciones (VU=30 años)		1.021
c. Centro de Control de Transmisión CCT (VU=10 años)		102
d. Telecomunicaciones		77
e. Otros bienes (mobiliario, transporte, herramientas)		96
f. Edificios		27
Gastos		
Administración, Operación y Mantenimiento		36.906
Neto a tarifa de transmisión		36.906
Demanda		
Potencia MW		3.036
Energía GWh anual		18.075
Evaluación flujo anual		
Ingresos anuales		58.575
Tarifa Media Anual		19
Evaluación Flujo periodo valor presente		
Ingresos a valor presente anuales		58.575
Total de ingresos a valor presente		58.575
Demanda a Valor Presente		
Potencia anual		3.036
Total de potencia		3.036
Energía VP		18.075
Suma Energía a VP		18.075
Tarifa Media		
Tarifa media flujo potencia USD/kW-año		19,3
Tarifa media flujo energía USD¢/kWh		0,3241
Tasa de Descuento anual-mensual	0,00%	0,0000%
Tarifa media en Potencia mensual USD/kW-mes		1,61

Tabla 3.4: Cálculo del Costo de Transmisión



3.7 COSTO DEL SERVICIO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

A continuación se dará un breve vistazo de cómo se calculan los costos del servicio para cada empresa de distribución, los mismos que corresponden a:

1. El costo propio de la actividad de distribución dados para administración, operación y mantenimiento;
2. La valoración económica de las pérdidas técnicas de potencia y energía en los niveles aceptados; y
3. Los costos de comercialización asociados al consumidor independiente de su demanda de potencia y energía.

Para determinar los costos del servicio que corresponde a cada empresa distribuidora se realiza, tomando en cuenta las diferentes etapas funcionales esto es la de subtransmisión, distribución en media y en baja tensión, sobre la base de la información y los estudios de cada empresa distribuidora y de la revisión, análisis y ajustes efectuados por el CONELEC conjuntamente con cada Empresa Distribuidora.

3.7.1 Activos en Servicio

En el cálculo tarifario se realiza el reconocimiento de un costo de reposición de las instalaciones actuales utilizadas para el suministro de la energía eléctrica en las diferentes etapas funcionales, equivalente al valor de la depreciación en función de las vidas útiles aprobadas por el CONELEC para esta etapa y la tasa de descuento 0%.

La información que se tiene de los activos en servicio corresponden a los Estados Financieros aprobados del año 2008 incluidas las inversiones ejecutadas durante el año 2009 con recursos propios de cada distribuidora.

Los valores de activos en servicio se presentan en la Tabla No. 3.5 que servirán de datos de entrada para el programa propuesto.

EMPRESAS	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO PÚBLICO	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	INSTALACIONES GENERALES	ACTIVOS TOTAL
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA				
AMBATO	6.715.163	13.365.551	22.470.744	17.627.320	33.747.644	6.176.559	21.931.974	12.750.251	134.785.207
AZOGUES	1.951.517	1.863.533	2.565.472	1.052.125	4.525.702	1.684.762	3.510.107	1.481.097	18.634.314
CNEL - BOLÍVAR	1.806.746	3.101.149	9.016.552	5.052.718	11.043.470	1.563.512	3.669.893	2.740.294	37.994.335
UEG	17.587.622	52.971.733	45.200.485	32.303.469	23.764.854	11.674.845	67.738.068	21.267.728	272.508.805
CENTRO SUR	14.896.992	17.777.263	65.503.914	11.050.197	48.144.651	9.564.932	25.897.885	22.505.599	215.341.434
COTOPAXI	2.257.685	6.713.674	11.473.365	6.081.365	21.341.060	3.485.545	10.843.849	6.538.651	68.735.194
CNEL - EL ORO	10.066.586	13.461.893	25.992.881	11.341.660	15.491.169	7.612.979	18.504.971	4.878.080	107.350.217
CNEL - GUAYAS-LOS	20.996.170	27.198.571	15.356.775	27.562.414	18.806.708	5.706.099	22.823.576	11.426.706	149.877.019
CNEL - ESMERALDA	7.411.705	7.784.097	13.850.042	5.231.596	9.245.016	873.043	9.266.760	5.286.672	58.948.931
CNEL - LOS RÍOS	2.695.532	5.242.020	4.634.572	3.511.805	8.617.926	729.680	4.776.693	1.795.807	32.004.035
CNEL - MANABÍ	17.911.146	26.781.780	43.834.092	9.856.972	26.504.197	6.657.780	24.155.981	5.414.682	161.116.630
CNEL - MILAGRO	12.696.614	24.623.155	3.207.947	3.283.776	2.129.209	2.235.711	12.143.456	2.982.915	63.302.784
NORTE	9.864.329	13.398.708	25.202.607	13.280.806	22.160.862	6.665.080	14.752.305	10.314.722	115.639.420
QUITO	43.832.262	94.326.471	105.634.792	63.420.651	101.210.041	37.473.931	178.312.634	43.200.356	667.411.137
RIOBAMBA	5.750.813	10.987.188	18.442.552	10.156.914	18.465.668	5.543.889	20.590.101	9.663.784	99.600.910
CNEL - SANTA ELENA	15.830.732	19.990.280	8.894.964	8.534.179	4.795.642	4.503.711	13.564.163	5.711.391	81.825.063
CNEL - SANTO DOMINGO	4.055.092	5.007.516	7.705.908	7.480.096	9.430.220	3.341.384	17.996.231	5.274.876	60.291.324
SUR	9.920.146	20.114.142	37.799.062	9.996.381	19.496.586	6.770.402	23.418.102	6.508.794	134.023.616
CNEL - SUCUMBIOS	13.739.244	3.721.628	2.614.040	2.162.007	0	64.213	4.734.363	2.189.926	29.225.421
GALAPAGOS	0	0	328.520	703.359	1.767.704	159.398	425.261	1.186.286	4.570.529
TOTAL	219.986.096	368.430.350	469.729.288	249.689.812	400.688.329	122.487.457	499.056.376	183.118.617	2.513.186.326

Tabla 3.5: Valores de Activos en Servicio, información presentada por cada distribuidora.

La Tabla No 3.6, indica los costos de reposición, mismos que se han calculado en base a la tabla de vida útiles aprobada por el CONELEC, con una tasa de descuento del 0% y los valores de activos declarados por cada empresa distribuidora y además realiza una repartición del valor de reposición de las instalaciones generales en cada una de las etapas.

EMPRESAS	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO PÚBLICO	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
AMBATO	195.271	582.986	840.121	768.878	1.261.735	323.295	1.434.962	5.407.247
AZOGUES	54.327	77.816	91.824	43.934	161.984	84.422	219.860	734.166
CNEL - BOLÍVAR	49.877	128.415	320.027	209.227	391.968	77.692	227.949	1.405.154
UEG	482.606	2.180.322	1.594.677	1.329.614	838.426	576.645	4.182.160	11.184.451
CENTRO SUR	450.891	807.104	2.549.089	501.689	1.873.552	521.108	1.763.681	8.467.113
COTOPAXI	65.823	293.607	430.081	265.955	799.974	182.919	711.347	2.749.706
CNEL - EL ORO	255.190	511.893	847.190	431.271	504.906	347.383	1.055.487	3.953.321
CNEL - GUAYAS-LO	581.547	1.130.010	546.877	1.145.126	669.733	284.483	1.422.365	5.780.141
CNEL - ESMERALDA	214.272	337.557	514.805	226.868	343.636	45.431	602.778	2.285.347
CNEL - LOS RÍOS	70.675	206.164	156.235	138.116	290.517	34.437	281.795	1.177.940
CNEL - MANABÍ	440.258	987.449	1.385.290	363.429	837.613	294.568	1.335.954	5.644.561
CNEL - MILAGRO	322.973	939.536	104.918	125.298	69.637	102.369	695.030	2.359.761
NORTE	284.443	579.538	934.368	574.438	821.597	345.944	957.129	4.497.457
QUITO	1.160.599	3.746.392	3.596.167	2.518.896	3.445.533	1.786.036	10.623.142	26.876.765
RIOBAMBA	167.147	479.013	689.184	442.815	690.048	290.039	1.346.513	4.104.759
CNEL - SANTA ELE	430.522	815.463	311.016	348.135	167.682	220.464	829.984	3.123.265
CNEL - SANTO DO	113.535	210.302	277.395	314.144	339.466	168.395	1.133.689	2.556.925
SUR	253.794	771.891	1.243.337	383.617	641.307	311.781	1.348.024	4.953.751
CNEL - SUCUMBIO	387.314	157.371	94.745	91.422	0	3.258	300.293	1.034.404
GALAPAGOS	0	0	19.420	48.507	104.494	13.191	43.992	229.605
TOTAL	5.981.065	14.942.831	16.546.764	10.271.378	14.253.809	6.013.861	30.516.131	98.525.839

Tabla 3.6: Valores de Reposición de Activos en Servicio.

3.7.2 Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización

Los valores de los costos por administración, operación, mantenimiento y comercialización se calculan sobre la base de la metodología aprobada por el Directorio de CONELEC mediante Resolución No. 233/05 de 28 de octubre de 2005, metodología que considera la fijación de límites para la valoración de estos costos respecto a los declarados por la empresa y revisados por este Consejo. El resultado de este cálculo se lo puede observar al detalle en la Tabla N°. 3.7.

EMPRESAS	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO PÚBLICO	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZ.	TOTAL
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA				
AMBATO	246.572	500.614	957.509	815.654	1.453.993	319.170	451.144	5.188.167	9.932.824
AZOGUES	132.793	80.362	89.038	151.673	679.337	332.629	236.809	622.266	2.324.906
CNEL - BOLÍVAR	6.436	233.561	349.587	20.478	427.273	132.812	286.188	1.518.575	2.974.910
UEG	2.479.769	4.507.815	2.466.098	2.482.418	4.411.740	2.440.154	10.781.787	19.175.658	48.745.440
CENTRO SUR	1.605.866	1.866.610	2.616.444	1.113.166	2.851.015	1.357.273	2.332.737	4.091.249	17.834.359
GOTOPAXI	93.626	325.306	857.490	653.976	2.430.064	317.197	1.077.371	259.552	6.014.580
CNEL - EL ORO	178.056	712.222	994.578	780.027	1.117.094	141.139	409.567	5.338.419	9.671.102
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	731.724	746.327	3.434.390	6.578.010	4.197.587	1.295.191	405.233	4.790.520	22.178.982
CNEL - ESMERALDAS	337.892	165.884	295.169	172.781	175.693	272.006	1.015.254	3.276.045	5.710.725
CNEL - LOS RÍOS	0	507.386	473.053	43.576	704.155	20.225	906.738	3.283.814	5.938.947
CNEL - MANABÍ	330.478	182.206	1.237.409	998.669	1.991.051	543.868	4.164.757	7.148.360	16.596.797
CNEL - MILAGRO	238.399	339.025	788.349	138.140	755.046	367.701	447.906	4.947.649	8.022.215
NORTE	28.349	1.170.432	797.959	798.021	1.162.072	898.763	2.940.483	3.109.416	10.905.496
QUITO	1.680.129	5.063.508	7.418.462	7.020.225	10.886.284	3.740.316	16.754.204	1.133.666	53.696.795
RIOBAMBA	290.051	563.040	1.140.682	651.818	1.140.682	325.909	284.752	2.854.400	7.251.333
CNEL - SANTA ELENA	387.993	905.316	952.493	43.920	634.995	263.070	821.516	2.910.490	6.919.794
CNEL - SANTO DOMINGO	53.542	711.341	783.322	887.765	939.987	38.950	772.172	4.074.851	8.261.930
SUR	309.555	836.873	2.359.013	935.801	1.825.152	633.804	2.192.261	299.866	9.392.326
CNEL - SUCUMBIOS	245.287	287.474	937.487	219.832	764.517	137.714	1.366.413	1.551.506	5.510.230
GALAPAGOS	0	0	338.423	423.028	761.451	169.211	574.567	143.642	2.410.323
TOTAL	9.376.515	19.705.304	29.286.955	24.928.977	39.309.189	13.747.100	48.221.858	75.718.112	260.294.011

Tabla 3.7: Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización.

3.7.3 Costos Totales del Servicio de Distribución

Una vez calculado los valores de reposición y de los costos de administración, operación y mantenimiento por etapa funcional de cada empresa, que se muestran en las tablas 3.6 y 3.7, se procede a realizar el cálculo del costo total del servicio de las empresas distribuidoras que corresponde a la suma de los resultados indicados en las tablas mencionadas, como se puede comprobar en la Tabla N°. 3.8.



EMPRESAS	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO PÚBLICO	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZ.	TOTAL
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA				
AMBATO	441.843	1.083.601	1.797.630	1.584.533	2.715.728	642.465	1.886.106	5.188.167	15.340.071
AZOGUES	187.120	158.178	180.862	195.607	841.321	417.050	456.668	622.266	3.059.072
CNEL - BOLÍVAR	56.313	361.976	669.614	229.704	819.242	210.503	514.136	1.518.575	4.380.064
UEG	2.962.374	6.688.138	4.060.775	3.812.033	5.250.167	3.016.799	14.963.947	19.175.658	59.929.891
CENTRO SUR	2.056.757	2.673.713	5.165.532	1.614.854	4.724.567	1.878.380	4.096.418	4.091.249	26.301.472
COTOPAXI	159.449	618.913	1.287.571	919.930	3.230.038	500.116	1.788.718	259.552	8.764.286
CNEL - EL ORO	433.246	1.224.116	1.841.768	1.211.298	1.622.000	488.522	1.465.054	5.338.419	13.624.423
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	1.313.271	1.876.337	3.981.266	7.723.136	4.867.321	1.579.674	1.827.598	4.790.520	27.959.123
CNEL - ESMERALDAS	552.164	503.441	809.974	399.649	519.329	317.437	1.618.032	3.276.045	7.996.071
CNEL - LOS RÍOS	70.675	713.550	629.287	181.692	994.672	54.662	1.188.533	3.283.814	7.116.887
CNEL - MANABÍ	770.737	1.169.655	2.622.699	1.362.097	2.828.663	838.436	5.500.711	7.148.360	22.241.358
CNEL - MILAGRO	561.372	1.278.562	893.267	263.437	824.683	470.070	1.142.936	4.947.649	10.381.976
NORTE	312.792	1.749.971	1.732.327	1.372.459	1.983.670	1.244.707	3.897.612	3.109.416	15.402.953
QUITO	2.840.728	8.809.900	11.014.629	9.539.121	14.331.817	5.526.352	27.377.346	1.133.666	80.573.559
RIOBAMBA	457.198	1.042.053	1.829.866	1.094.634	1.830.729	615.948	1.631.265	2.854.400	11.356.092
CNEL - SANTA ELENA	818.515	1.720.779	1.263.509	392.055	802.677	483.534	1.651.500	2.910.490	10.043.059
CNEL - SANTO DOMINGO	167.077	921.643	1.060.717	1.201.909	1.279.452	207.345	1.905.861	4.074.851	10.818.855
SUR	563.349	1.608.764	3.602.350	1.319.417	2.466.460	945.586	3.540.285	299.866	14.346.077
CNEL - SUCUMBIOS	632.601	444.845	1.032.233	311.253	764.517	140.972	1.666.706	1.551.506	6.544.634
GALAPAGOS	0	0	357.843	471.536	865.945	182.403	618.559	143.642	2.639.928
TOTAL	15.357.581	34.648.135	45.833.718	35.200.355	53.562.998	19.760.962	78.737.989	75.718.112	358.819.850

Tabla 8: Costos Totales del Servicio de Distribución.

3.7.4 Costos Agregados de Distribución de las Empresas Eléctricas

El cálculo del Costo Agregado de Distribución, debe dar una clara señal tarifaria a los usuarios, la misma que se inicia con la identificación de las pérdidas técnicas y no técnicas de potencia y energía, en los niveles aceptados para la fijación de las tarifas eléctricas.

Existen dos efectos que causan las pérdidas producidas en los sistemas de distribución: el primero en el cual debe ser reconocido como un elemento de costo directo de las distribuidoras; y el segundo, el que deben sumarse a las cargas en cuanto a la utilización de las instalaciones.

La Regulación No. CONELEC 003-99 de 30 de marzo de 1999, reconocen las pérdidas no técnicas únicamente las pérdidas comerciales identificadas, pero siempre dentro de los límites establecidos por la Regulación No. CONELEC 009-00.



Con la información técnica de energía y potencia, reportada por las distribuidoras y revisada por el CONELEC, se realiza el flujo físico en las diferentes etapas funcionales en las cuales se realiza el cálculo de: Demandas de potencia, Factores de expansión de pérdidas de potencia, Demandas de energía, Factores de expansión de pérdidas de energía, Ventas de potencia y energía por niveles de tensión; y, Entregas de Grandes Consumidores y Consumos Propios de Autoproductores.

Una vez que se cuenta con toda la información necesaria y se conoce los costos del servicio de distribución que fueron previamente obtenidos, se identifican los costos agregados de distribución que luego son convertidas en las tarifas eléctricas a usuario final. Las tarifas son estructuradas de tal manera que los costos de reposición, administración, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución, sumados a los costos de generación y el costo de transmisión están debidamente retribuidos.

Para estos cálculos se tiene por un lado, los costos por demanda que se relacionan con los costos totales del servicio, y por otro, los costos por energía que corresponden a la compra de energía.

3.7.4.1 Costo por Potencia (USD/KW)

Se calcula los costos propios de potencia y energía, determinando los **COSTOS PROPIOS DE CADA ETAPA FUNCIONAL**, incluyendo los costos propios de generación y de transmisión, los resultados se indican en las Tablas N°. 3.9 y 3.10.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

EMPRESAS	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	
RELACIÓN ENTRE GASTOS TOTALES Y DEMANDA DE POTENCIA MENSUAL								
AMBATO	5,70	1,61	0,41	1,03	1,75	1,88	3,57	7,03
AZOGUES	5,70	1,61	0,97	1,45	1,67	2,14	10,27	25,09
CNEL - BOLÍVAR	5,70	1,61	0,33	2,16	4,10	1,48	5,73	7,71
UEG	5,70	1,61	0,32	0,88	0,55	0,84	1,38	8,71
CENTRO SUR	5,70	1,61	1,23	1,65	3,24	1,52	4,72	12,43
COTOPAXI	5,70	1,61	0,23	1,03	2,74	2,61	10,44	8,93
CNEL - EL ORO	5,70	1,61	0,34	0,97	1,51	1,54	2,24	5,12
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	5,70	1,61	0,45	0,75	1,65	4,11	2,89	10,66
CNEL - ESMERALDAS	5,70	1,61	0,59	0,67	1,15	0,75	1,08	4,04
CNEL - LOS RÍOS	5,70	1,61	0,09	0,95	0,87	0,30	1,80	1,03
CNEL - MANABÍ	5,70	1,61	0,28	0,46	1,06	0,82	1,94	2,81
CNEL - MILAGRO	5,70	1,61	0,50	1,30	0,93	0,40	1,45	8,82
NORTE	5,70	1,61	0,30	1,70	1,71	1,83	2,89	14,56
QUITO	5,70	1,61	0,36	1,18	1,52	1,78	2,81	12,59
RIOBAMBA	5,70	1,61	0,73	1,90	3,46	3,21	6,40	13,20
CNEL - SANTA ELENA	5,70	1,61	0,88	2,04	1,51	0,72	1,64	7,81
CNEL - SANTO DOMINGO	5,70	1,61	0,19	1,07	1,26	2,20	2,53	3,08
SUR	5,70	1,61	0,91	2,64	6,12	2,39	4,88	12,80
CNEL - SUCUMBIOS	5,70	1,61	1,80	1,28	3,07	1,28	3,47	4,17
GALAPAGOS	5,70	-	-	-	4,91	8,58	17,02	59,61

Tabla 3.9: Valores del costo propio de Potencia USD/kW-mes.

EMPRESAS	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	
RELACIÓN ENTRE GASTOS TOTALES Y DEMANDA DE ENERGÍA								
AMBATO	0,0013	0,0032	0,0009	0,0023	0,0039	0,0047	0,0088	0,0195
AZOGUES	0,0013	0,0032	0,0020	0,0034	0,0039	0,0047	0,0217	0,0661
CNEL - BOLÍVAR	0,0013	0,0032	0,0009	0,0056	0,0106	0,0038	0,0145	0,0209
UEG	0,0013	0,0032	0,0006	0,0017	0,0011	0,0017	0,0026	0,0235
CENTRO SUR	0,0013	0,0032	0,0027	0,0036	0,0070	0,0035	0,0109	0,0358
COTOPAXI	0,0013	0,0032	0,0005	0,0022	0,0061	0,0065	0,0259	0,0253
CNEL - EL ORO	0,0013	0,0032	0,0007	0,0019	0,0029	0,0028	0,0040	0,0140
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	0,0013	0,0032	0,0010	0,0017	0,0038	0,0097	0,0067	0,0301
CNEL - ESMERALDAS	0,0013	0,0032	0,0013	0,0014	0,0024	0,0015	0,0022	0,0111
CNEL - LOS RÍOS	0,0013	0,0032	0,0002	0,0023	0,0021	0,0008	0,0046	0,0028
CNEL - MANABÍ	0,0013	0,0032	0,0005	0,0009	0,0020	0,0015	0,0034	0,0078
CNEL - MILAGRO	0,0013	0,0032	0,0011	0,0029	0,0021	0,0010	0,0035	0,0243
NORTE	0,0013	0,0032	0,0007	0,0040	0,0041	0,0045	0,0069	0,0399
QUITO	0,0013	0,0032	0,0008	0,0026	0,0034	0,0044	0,0069	0,0310
RIOBAMBA	0,0013	0,0032	0,0017	0,0045	0,0080	0,0062	0,0113	0,0362
CNEL - SANTA ELENA	0,0013	0,0032	0,0021	0,0049	0,0036	0,0018	0,0041	0,0214
CNEL - SANTO DOMINGO	0,0013	0,0032	0,0004	0,0023	0,0027	0,0047	0,0054	0,0084
SUR	0,0013	0,0032	0,0022	0,0065	0,0147	0,0057	0,0114	0,0366
CNEL - SUCUMBIOS	0,0013	0,0032	0,0035	0,0025	0,0059	0,0024	0,0065	0,0114
GALAPAGOS	0,0013	-	-	-	0,0106	0,0172	0,0337	0,1633

Tabla 3.10: Valores del Costo Propio de Potencia referido a Energía.

A continuación se acumulan los costos propios de cada etapa funcional para lo cual a partir de la Tabla No. 3.9, se introducen los factores de



expansión de pérdidas de potencia, identificándose el **COSTO TOTAL ACUMULADO DE POTENCIA** en cada una de las etapas funcionales. Con los resultados obtenidos se procede a encontrar los **VALORES REALES DEL COSTO DE POTENCIA POR ETAPA FUNCIONAL**, realizando la diferencia entre etapas funcionales. Todos estos cálculos se indican al detalle en la página web del CONELEC.

Los **PEAJES** son el resultado de los valores acumulados correspondientes a las etapas funcionales de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria.

3.7.4.2 Costo por Energía (USD/KWH)

Al igual que en el caso de la potencia se procede con el de la energía, para lo cual se lo ajusta por los factores de expansión de pérdidas de energía, en cada una de las etapas funcionales, definiéndose de esta manera los **VALORES DEL COSTO DE ENERGÍA AFECTADOS POR FACTORES DE EXPANSIÓN**, una vez que se cuenta con estos resultados se puede identificar los valores de **RECONOCIMIENTO POR LAS PÉRDIDAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA** de los Grandes Consumidores y/o los consumos propios del autoprodutores donde se encuentra ubicada la demanda, para las etapas de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria, para lo cual se relaciona el monto de energía registrada por el Gran Consumidor o Consumo propio del autoprodutor y la diferencia de precio entre el nivel de tensión al que recibe el Gran Consumidor o Consumo propio del autoprodutor y el precio de la energía en barra de entrega a la distribuidora. Más detalle revisar página web del CONELEC.

3.7.4.3 Costo por Comercialización (USD/ABONADO)

El costo de comercialización hace referencia a los costos fijos de atención a los clientes y es independiente del consumo. Los resultados se muestran en al Tabla N^o. 3.11.

EMPRESAS	COSTO COMERCIALIZACIÓN					REFER. A VENTAS
	Costo Total (USD)	# Abonados	(USD/Abonado-año)	Costo Total (USD)	(USD/Abonado-mes)	DE ENERGÍA
	Anual (*)			Promedio - mes		(USD/kWh)
AMBATO	7.074.272	209.808	33,7178	589.523	2,8098	0,01662
AZOGUES	1.078.934	29.085	37,0961	89.911	3,0913	0,01210
BOLÍVAR	2.032.712	49.841	40,7839	169.393	3,3987	0,03591
CATEG (**)	34.139.605	535.000	63,8123	2.844.967	4,4000	0,00666
CENTRO SUR	8.187.667	301.201	27,1834	682.306	2,2653	0,01131
COTOPAXI	2.048.269	100.177	20,4465	170.689	1,7039	0,00934
EL ORO (**)	6.803.473	178.191	38,1808	566.956	3,1817	0,01133
EMELGUR	6.618.118	241.411	27,4143	551.510	2,2845	0,00564
ESMERALDAS (**)	4.894.077	98.129	49,8739	407.840	3,8193	0,01172
LOS RÍOS (**)	4.472.348	88.091	50,7696	372.696	3,8566	0,01481
MANABÍ (**)	12.649.070	230.191	54,9504	1.054.089	4,0308	0,00888
MILAGRO (**)	6.090.585	118.450	51,4190	507.549	3,8836	0,01223
NORTE	7.007.027	187.249	37,4209	583.919	3,1184	0,01771
QUITO	28.511.012	732.219	38,9378	2.375.918	3,2448	0,00873
RIOBAMBA	4.485.665	137.841	32,5423	373.805	2,7119	0,01899
SANTA ELENA (**)	4.561.990	95.241	47,8994	380.166	3,7370	0,01190
SANTO DOMINGO (**)	5.980.713	133.574	44,7745	498.393	3,6068	0,01548
SUR	3.840.151	159.705	24,0453	320.013	2,0038	0,01721
SUCUMBIOS (**)	3.218.212	62.458	51,5260	268.184	3,8881	0,01838
GALAPAGOS (**)	762.201	8.288	91,9644	63.517	5,5730	0,01775
TOTAL DEMANDA	154.456.101	3.696.149	41,7884	12.871.342	3,2621	0,00969

Tabla 3.11: Valores del Costo de Comercialización.

3.7.4.4 Costos Totales Referidos a la Energía

Con los costos de potencia, de energía y de comercialización calculados, se muestra un resumen de los costos totales en la Tabla N^o 3.12.

EMPRESAS	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			COMERCIALIZACIÓN	SECUNDARIA + COMERCIALIZACIÓN	ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
AMBATO	0,05716	0,06200	0,06331	0,06581	0,07062	0,07674	0,09305	0,01662	0,10966	0,0989
AZOGUES	0,05716	0,06200	0,06444	0,06797	0,07233	0,07874	0,10716	0,01210	0,11926	0,1466
CNEL - BOLÍVAR	0,05716	0,06200	0,06399	0,07000	0,08221	0,08807	0,10840	0,03591	0,14432	0,1138
UEG	0,05716	0,06200	0,06288	0,06468	0,06716	0,07266	0,08725	0,00666	0,09392	0,1024
CENTRO SUR	0,05716	0,06200	0,06505	0,06894	0,07669	0,08268	0,09783	0,01131	0,10915	0,1207
COTOPAXI	0,05716	0,06200	0,06369	0,06669	0,07522	0,08487	0,12139	0,00934	0,13073	0,1160
CNEL - EL ORO	0,05716	0,06200	0,06357	0,06604	0,07066	0,07465	0,08356	0,01133	0,09489	0,0912
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	0,05716	0,06200	0,06496	0,06710	0,07279	0,08515	0,09990	0,00564	0,10554	0,1185
CNEL - ESMERALDAS	0,05716	0,06200	0,06452	0,06692	0,07306	0,07647	0,08563	0,01172	0,09735	0,0926
CNEL - LOS RÍOS	0,05716	0,06200	0,06261	0,06518	0,06940	0,07171	0,08210	0,01481	0,09690	0,0769
CNEL - MANABÍ	0,05716	0,06200	0,06345	0,06478	0,06912	0,07310	0,08387	0,00888	0,09274	0,0842
CNEL - MILAGRO	0,05716	0,06200	0,06456	0,06764	0,07137	0,07484	0,08835	0,01223	0,10059	0,1018
NORTE	0,05716	0,06200	0,06365	0,06821	0,07342	0,08019	0,09198	0,01771	0,10970	0,1229
QUITO	0,05716	0,06200	0,06329	0,06634	0,07123	0,07852	0,08868	0,00873	0,09741	0,1116
RIOBAMBA	0,05716	0,06200	0,06436	0,06987	0,07972	0,08826	0,10786	0,01899	0,12685	0,1269
CNEL - SANTA ELENA	0,05716	0,06200	0,06580	0,07144	0,07560	0,08048	0,09234	0,01190	0,10424	0,1069
CNEL - SANTO DOMINGO	0,05716	0,06200	0,06318	0,06579	0,06947	0,07792	0,08876	0,01548	0,10424	0,0892
SUR	0,05716	0,06200	0,06460	0,07175	0,08794	0,09654	0,11398	0,01721	0,13119	0,1348
CNEL - SUCUMBIOS	0,05716	0,06200	0,06714	0,07020	0,07833	0,08370	0,09784	0,01838	0,11622	0,0986
GALAPAGOS	0,05716	0,05716	0,05716	0,05716	0,06827	0,08642	0,12620	0,01775	0,14395	0,2513

Tabla 3.12: Valores del Costo Total referido a la Energía.

3.7.4.5 Ingresos y Precios Medios de Venta en Cada Nivel de Tensión

Es necesario identificar el precio medio con el cual se cubrirían los costos totales, por lo que en la Tabla N^o. 3.13 se presentan los precios medios de cada empresa distribuidora.

EMPRESAS	ALTA TENSIÓN		MEDIA TENSIÓN		BAJA TENSIÓN		ALUMBRADO PÚBLICO		COMERCIALIZACIÓN	INGRESOS	
	VENTAS		VENTAS		VENTAS		VENTAS			VENTAS	
	Subtotal	Precio Medio (USD/kWh)	Subtotal	Precio Medio (USD/kWh)	Total	Precio Medio (USD/kWh)	Total	Precio Medio (USD/kWh)		TOTAL	Precio Medio (USD/kWh)
AMBATO	568.122	0,0748	8.387.443	0,0746	29.900.704	0,1096	3.929.140	0,1195	7.074.272	49.859.681	0,1171
AZOGUES	3.451.159	0,0729	356.544	0,1153	3.806.320	0,1174	1.044.798	0,1657	1.078.934	9.737.755	0,1092
CNEL - BOLÍVAR	-	-	104.483	0,1123	5.636.716	0,1236	1.349.946	0,1342	2.032.712	9.123.857	0,1612
UEG	62.229.427	0,0715	107.384.207	0,0769	182.991.519	0,0993	15.857.867	0,1233	34.139.605	402.602.624	0,0950
CENTRO SUR	2.107.043	0,0721	22.078.438	0,0842	42.539.453	0,1120	7.623.975	0,1453	8.187.667	82.536.576	0,1140
COTOPAXI	2.346.146	0,0783	5.272.834	0,0799	14.428.581	0,1394	2.790.144	0,1413	2.048.269	26.885.974	0,1226
CNEL - EL ORO	615.446	0,0776	15.836.781	0,0844	33.985.668	0,0918	3.947.705	0,1134	6.803.473	61.189.072	0,1019
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	17.182.459	0,0720	17.921.433	0,0837	77.145.401	0,1154	7.447.403	0,1419	6.618.118	126.314.814	0,1076
CNEL - ESMERALDAS	5.998.820	0,0770	5.957.969	0,0870	20.385.773	0,0978	3.291.475	0,1148	4.894.077	40.528.114	0,1057
CNEL - LOS RÍOS	69.103	0,2966	4.765.720	0,0760	19.256.423	0,0998	1.850.281	0,0956	4.472.348	30.413.875	0,1105
CNEL - MANABÍ	6.293.871	0,0753	28.669.461	0,0807	65.700.128	0,0927	11.466.705	0,1067	12.649.070	124.779.236	0,0995
CNEL - MILAGRO	5.221.167	0,0743	11.787.141	0,0814	22.886.428	0,1055	2.362.468	0,1221	6.090.585	48.347.790	0,1071
NORTE	-	-	9.369.721	0,0839	27.087.487	0,1072	4.472.676	0,1433	7.007.027	47.936.911	0,1212
QUITO	13.705.519	0,0718	78.434.163	0,0785	198.885.584	0,1049	22.802.474	0,1279	28.511.012	342.338.751	0,1049
RIOBAMBA	2.245.494	0,0744	5.137.332	0,1140	16.441.298	0,1143	2.609.375	0,1532	4.485.665	30.919.163	0,1309
CNEL - SANTA ELENA	2.933.816	0,0751	10.918.600	0,0862	18.747.308	0,1098	2.891.576	0,1279	4.561.990	40.053.289	0,1116
CNEL - SANTO DOMINGO	1.091.663	0,0746	9.964.133	0,0810	21.208.108	0,1004	2.709.784	0,1103	5.980.713	40.954.401	0,1097
SUR	-	-	688.018	0,1057	24.341.354	0,1276	4.134.520	0,1602	3.840.151	33.004.043	0,1479
CNEL - SUCUMBIOS	-	-	3.719.291	0,0904	11.245.413	0,1070	1.533.786	0,1243	3.218.212	19.716.702	0,1243
GALAPAGOS	-	-	502.065	0	3.291.656	0,13492	308.627	0,2763	762.201	4.864.548	0,1558
TOTAL DEMANDA	126.059.255	0,0725	347.255.776	0,0802	839.911.321	0,1045	104.424.724	0,1266	154.456.101	1.572.107.177	0,1053

Tabla 13: Ingresos y Precios Medios de Venta en cada nivel de Tensión.



3.7.4.6 Participación en % del Costo del Servicio, de la Generación, Transmisión y Distribución.

Después de sumar los costos del servicio de la generación, transmisión y distribución y el precio medio nacional equivalente resultante es de **10,53 USD¢/kWh**.

3.8 ESTIMACIÓN DE DÉFICIT TARIFARIO PARA EL AÑO 2010

El déficit de tarifas es la diferencia entre el monto total recaudado por las tarifas (que fija la Administración y que pagan los consumidores por sus suministros regulados) y los costos reales asociados a dichas tarifas.

Las diferencias entre la recaudación por las tarifas y los costos reales de las mismas se originan básicamente de dos maneras; errores de estimación y decisiones regulatorias del Gobierno.

El déficit no es otra cosa que una deuda del Sistema (es decir, de los consumidores) con las empresas que aportan la financiación del citado déficit. Por lo tanto, requiere recursos financieros para cubrir la diferencia entre los ingresos de las empresas y los pagos realizados por los consumidores presentes.

Los recursos financieros para realizar estos pagos se obtienen, con la garantía regulatoria, en donde el gobierno hace la promesa de que estos recursos serán recuperados en el futuro mediante pagos que realizará el gobierno.

Sobre la base de este estudio de costos y considerando los cargos tarifarios vigentes a partir del 13 de agosto de 2008, en la Tabla No. 3.14 se detalla el monto estimado de déficit tarifario para el año 2010.



EMPRESAS	GENERACIÓN US\$/kWh	TRANSMISIÓN US\$/kWh	DISTRIBUCION US\$/kWh	AJUSTADO VAD US\$/kWh	PRECIO MEDIO US\$/kWh	PRECIO MEDIO APLICADO US\$/kWh	DEFICIT (*) VAD PROMEDIO
AMBATO	0,0572	0,0048	0,0551	0,0433	0,1171	0,1053	5.036.237
AZOGUES	0,0572	0,0048	0,0472	0,0433	0,1092	0,1053	346.573
CNEL - BOLÍVAR	0,0572	0,0048	0,0992	0,0433	0,1612	0,1053	3.164.668
UEG	0,0572	0,0048	0,0330	0,0330	0,0950	0,0950	-
CENTRO SUR	0,0572	0,0048	0,0520	0,0433	0,1140	0,1053	6.339.796
COTOPAXI	0,0572	0,0048	0,0606	0,0433	0,1226	0,1053	3.804.694
CNEL - EL ORO	0,0572	0,0048	0,0399	0,0399	0,1019	0,1019	-
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	0,0572	0,0048	0,0456	0,0433	0,1076	0,1053	2.734.247
CNEL - ESMERALDAS	0,0572	0,0048	0,0437	0,0433	0,1057	0,1053	140.695
CNEL - LOS RÍOS	0,0572	0,0048	0,0485	0,0433	0,1105	0,1053	1.424.855
CNEL - MANABÍ	0,0572	0,0048	0,0375	0,0375	0,0995	0,0995	-
CNEL - MILAGRO	0,0572	0,0048	0,0451	0,0433	0,1071	0,1053	834.123
NORTE	0,0572	0,0048	0,0592	0,0433	0,1212	0,1053	6.287.699
QUITO	0,0572	0,0048	0,0429	0,0429	0,1049	0,1049	-
RIOBAMBA	0,0572	0,0048	0,0689	0,0433	0,1309	0,1053	6.054.704
CNEL - SANTA ELENA	0,0572	0,0048	0,0496	0,0433	0,1116	0,1053	2.253.220
CNEL - SANTO DOMINGO	0,0572	0,0048	0,0477	0,0433	0,1097	0,1053	1.641.612
SUR	0,0572	0,0048	0,0859	0,0433	0,1479	0,1053	9.513.890
CNEL - SUCUMBIOS	0,0572	0,0048	0,0623	0,0433	0,1243	0,1053	3.021.879
GALAPAGOS	0,0572	-	0,0986	0,0433	0,1558	0,1004	1.727.408
TOTAL DEMANDA	0,0572	0,0048	-0,0048	0,0397	0,1053	0,10164	54.326.297,56

Tabla 3.14: Estimación del Déficit Tarifario.



CAPÍTULO 4

4.1 APLICACION DE REGULACIÓN POR INCENTIVOS PARA LA RETRIBUCIÓN A LAS DISTRIBUIDORAS, CASO ECUATORIANO.

4.1.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es establecer un nuevo esquema de regulación para el caso ecuatoriano, para lo cual es necesario tener presente que el objetivo del organismo regulador es determinar un precio justo tanto para consumidores como productores, ya sea sobre la base de los costos contables de las empresas o calculando costos estándares de distribución. El organismo regulador debe además escoger un esquema regulatorio el cuál debe especificar las reglas del juego, tales como los períodos de fijación tarifaria, los mecanismos de control, la metodología a utilizar en los estudios, las fórmulas de indexación, los índices de productividad, etc.

Si bien existen múltiples alternativas de esquemas regulatorios, se puede distinguir dos enfoques muy claros:

- Regulación por costo de servicio (Cost Of Service/ Rate Of Return)
- Regulación por PBR (Performance Based Ratemaking)

La regulación por costo de servicio (COS/ROR), se puede separar en dos subgrupos:

- COS/ROR puro (Fijaciones tarifarias frecuentes)
- COS/ROR normal (Fijaciones tarifarias poco frecuentes)



Por otro lado, está el esquema PBR que es una alternativa relativamente reciente y que se está utilizando con mayor frecuencia en el mundo. Existen dos esquemas básicos para la regulación por incentivos: la limitación de ingresos y la limitación de precios. Estos esquemas suelen combinarse con fórmulas para reducir el riesgo y compartir pérdidas y beneficios. Ambos esquemas pertenecen a los métodos denominados tipo RPI-X (IPC-X), donde se calcula la retribución o los precios en los años siguientes mediante una fórmula que incluye el efecto de la inflación (IPC) y un factor de eficiencia (X). Donde este factor es revisado por el regulador cada 4 ó 5 años, comparando la tecnología utilizada por diferentes empresas. Se establece, unos estándares reglamentarios de diseño y operación de la red, de forma que se asegure que las inversiones garanticen al menos unos niveles mínimos de calidad de servicio.

Los dos esquemas de limitación proporcionan incentivos similares a la reducción de costos, aunque la limitación de precios incentiva a maximizar las ventas, mientras que la limitación de ingresos incentiva a todo lo contrario, por lo que esta última es más adecuada para compatibilizar la remuneración con programas de ahorro de energía o de gestión de la demanda realizados por la empresa distribuidora.

4.2 REGULACIÓN POR INCENTIVOS

Dentro de los economistas contemporáneos que escribieron sobre este tema, destacan Laffont y Tirole (1993) quienes propusieron el siguiente modelo sencillo aunque poderoso sobre regulación por incentivos:

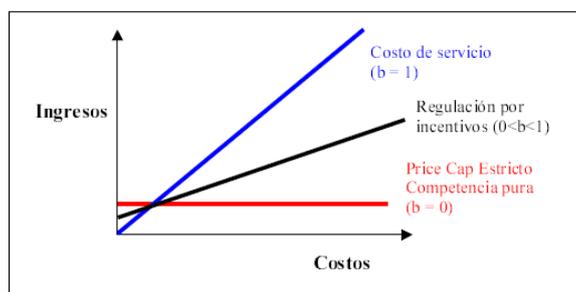


Figura 4.1: modelo de Laffont y Tirole

$$\text{Ingresos} = a + b * \text{Costos}$$

Dónde:

- Ingresos = Ingresos recibidos ex post
- a = Pago fijo, especificado ex ante
- b= Proporción de los costos, especificado ex ante, $0 < b < 1$
- Costos = Costos incurridos ex post

La teoría indica que un esquema de regulación dado provee incentivos cuando es capaz de recompensar una firma que minimiza sus costos.

Laffont y Tirole demuestran además que los incentivos que tiene una firma para minimizar sus costos aumenta si el factor “b”, fijado ex ante, disminuye. En tal caso, se clasifica un esquema “de alto incentivo” si “b” tiende a cero y de “bajo incentivo” si “b” tiende a uno.

Observando la figura 4.1, se observa que un caso típico de regulación de bajo incentivo ($b = 1$) corresponde al esquema de costo de servicio con fijación tarifaria frecuente (COS/ROR puro). Una firma regulada según un COS/ROR normal tiene la posibilidad de aumentar sus beneficios durante el período de fijación tarifaria, especialmente si éste es suficientemente largo, a costa de disminuir sus costos. En el otro extremo en el cual “b” tiende a cero, se tiene el caso de competencia pura, en que la firma es tomadora de precio y no puede influenciarlo. En este caso, al existir total



independencia entre el precio y el costo de la firma, existen altos incentivos para disminuir los costos con el fin de maximizar los beneficios.

En los mecanismos de alto incentivo existe una mayor independencia del regulador respecto de la información provista por la firma existiendo entonces la posibilidad que los precios regulados sean demasiado altos, en cuyo caso no hay incentivos de eficiencia, o bien demasiado bajos, en cuyo caso es necesario revisar las tarifas e iniciar un nuevo proceso de fijación.

4.2.1 Ingresos Máximos (Revenue Cap)

En este esquema, la firma tiene ingresos limitados por la siguiente fórmula:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA * \Delta Cli) * (1 + I - X) +/- Z \quad (4.1)$$

Dónde:

- R_t = Ingresos autorizados de la firma en el instante t
- CGA = Factor de ajuste por crecimiento de clientes (\$/cliente).
- ΔCli = Cambio anual en el número de clientes
- I = Índice de inflación
- X = Factor de productividad
- Z = Ajustes por imprevistos más allá del manejo gerencial.

La ecuación (4.1) es corregida de acuerdo al número de clientes, a la inflación y a un índice de productividad el mismo que es determinado por el organismo regulador. Aunque puede ocurrir que al término de un período los ingresos pueden ser mayores o menores a lo permitido, en donde es necesario corregir los precios para el período siguiente corrigiendo así los excedentes o déficits de ingresos de la firma durante el período tarifario pasado y el período futuro.



Bajo este esquema, la firma tiene incentivos para reducir costos y aumentar su rentabilidad en la medida que el período de fijación de precios sea suficientemente largo. Algunas veces se permite a la firma recuperar los déficits de ingresos en los períodos siguientes a través de un factor Z. En especial, Z puede ser positivo para compensar la baja en ingresos de una distribuidora que lleva a cabo un plan de eficiencia en el consumo energético. De esta manera se la incentiva a seguir adelante en planes de este tipo.

Una alternativa a los ingresos máximos son los ingresos máximos por cliente (\$/Cliente). Bajo este esquema los ingresos totales dependen del número de clientes de una distribuidora.

El origen de los ingresos máximos fijado en un período inicial requiere necesariamente que éstos se basen en los costos de servicio de una distribuidora.

4.2.2 Precios Máximos (Price Cap)

La diferencia con el esquema anterior, radica en que los precios son limitados sin imponer restricciones a los ingresos de la distribuidora. Este esquema puede ser comparado con un esquema COS/ROR que permite congelar la tarifa de la distribuidora regulada por un tiempo suficientemente largo.

$$P_t = P_{t-1} * (1 + I - X) +/- Z \quad (4.2)$$

La ecuación (4.2) es una expresión generalizada de la relación entre los precios máximos de un año P_t y del año anterior P_{t-1} , los cuales son corregidos por la inflación (I), y un factor de productividad (X). Con el factor Z se realizan los ajustes en el precio por cambios en el entorno,



errores regulatorios o simplemente corrige factores que escapan del control administrativo de la firma.

Bajo los dos esquemas como el de regulación Price Cap y el esquema de Ingreso Máximo, la distribuidora busca maximizar su beneficio. Para conseguir su objetivo, una empresa regulada bajo Price Cap tiende a maximizar sus ventas, típicamente hasta que el ingreso marginal es igual al costo marginal. Bajo el otro esquema de Ingreso Máximo, la distribuidora regulada bajo ingresos permitidos buscará reducir sus costos a través de producir menos en cantidad, aunque a un precio más alto.

4.3 METODOS DE INDEXACIÓN

Al aplicar una regulación en la que se determina los precios e ingresos máximos por un período de tiempo suficientemente largo crean fuertes incentivos a la productividad pero pierden mucha precisión con el paso del tiempo. Para evitar este problema, se introduce una metodología de indexación que refleje lo mejor posible los cambios del entorno y así evitar que los incentivos se distorsionen. Algunos de estos métodos se describen a continuación:

- RPI menos X
 - a) RPI menos X

El método llamado RPI - X, donde RPI (Retail Price Index) es el índice de inflación y X un factor de productividad, se utiliza actualmente en la regulación en el sector eléctrico inglés, noruego y en algunas empresas de EEUU. Sappington & Bernstein han determinado una expresión generalizada para el crecimiento del precio de una firma regulada según:



$$P^* = P_E^* - ([T^* - T_E^*] + [W_E^* - W^*]) \quad (4.3)$$

Dónde P^* y P_E^* son los cambios en el precio de la firma regulada y de la economía respectivamente, $(T^* - T_E^*)$ es la productividad de la firma regulada por sobre la economía y $(W_E^* - W^*)$ es el cambio en los precios de los insumos de la economía por sobre los precios de los insumos de la firma regulada. Se entiende que P_E^* es la inflación y que $([T^* - T_E^*] + [W_E^* - W^*])$ corresponde al factor X de productividad de la distribuidora. Por lo tanto, X debe solamente incluir la productividad de la distribuidora por sobre la economía [BERN98].

Respecto a la determinación del factor X no existe suficiente información, sin embargo se puede definir claramente los factores que influyen su valor, a saber:

- Cambios tecnológicos
- Esquema de incentivos
- Situación presente de la empresa
- Proyección del crecimiento y del tipo de crecimiento de la demanda
- Influencia de X sobre la inflación.

i) Cambios tecnológicos e incentivos

Para determinar el factor X se debe combinar el impacto en la productividad que puede producir la adopción de un plan de incentivos y la productividad histórica de la industria, lo que puede resultar en un X aún mayor a lo históricamente esperado. En algunos casos, se puede traspasar las mejoras productivas a los consumidores sumando a X otro factor llamado dividendo de



productividad al consumidor (Consumer Productivity Dividend o Stretch Factor).

ii) Situación presente de cada empresa, crecimiento y tipo de crecimiento de la demanda.

En una empresa distribuidora está continuamente cambiando la demanda que debe satisfacer. Por lo tanto existe una tasa de crecimiento anual de la demanda y por ende una tasa de crecimiento anual de los costos totales debidos al aumento de la demanda (mayores costos de comercialización, instalación y mantención de líneas por nuevos clientes).

Se puede concluir que la distribuidora está continuamente en un proceso de cambio tanto en número de clientes, como en demanda y en costos incurridos para satisfacer las necesidades.

iii) Influencia de X sobre la inflación

Evidentemente, la electricidad es un insumo en muchos procesos productivos de la economía y es además un bien de primera necesidad, perteneciente a la canasta de consumo básico de la población. Por consiguiente, una baja del precio de la electricidad debido a un elevado X puede reducir la inflación y viceversa.

Sin embargo, si la inflación aumenta por alguna razón, el precio de la electricidad también aumenta, produciendo a su vez un aumento aún más significativo en los precios de los insumos de la economía. De manera de evitar esto, Sappington y Bernstein (1998) diseñan un método alternativo de indexación cuyo objetivo



en limitar la influencia del precio de un servicio regulado sobre la inflación.

El método propuesto consiste en incrementar el precio en b veces (RPI-X), siendo b un valor entre 0 y 1 y que disminuye conforme la proporción del ingreso regulado respecto del ingreso total de la economía aumenta.

4.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA INDEXACIÓN RPI- X

4.4.1 La regulación en Inglaterra

En Inglaterra y Gales el negocio de distribución está en manos de 12 empresas, llamadas Regional Electricity Companies (RECs) las cuales están sometidas a un control de precios tipo Price Cap. El precio base de cada una se expresa en Libras por kWh y se determina según:

$$M_t = I_t / D_t \text{ [£ / kWh]} \quad (4.4)$$

Donde:

D_t = demanda de energía en el año t

I_t = ingreso permitido de la REC en el año t el cuál se conoce de antemano y para todos los años del período regulatorio.

4.4.1.1 Concepto de ingreso permitido

Para determinar I_t , el OFFER calcula en primer lugar el Valor Presente del Ingreso total necesario (VPI) para cada REC durante el período tarifario que resulta de sumar las siguientes partidas, en valor presente, de los costos de explotación, futuras inversiones y remuneración a los accionistas.

Entonces, el ingreso permitido en el año “i” I_i debe cumplir la relación:

$$\sum_{i=1}^5 \frac{I_i}{(1+r)^i} = VPI \quad (4.5)$$

En otras palabras, la suma de los valores presente del ingreso permitido en el año t debe ser igual al valor presente del ingreso necesario de la REC durante el período de control de precios.

En segundo lugar, el ingreso necesario debe indexarse de acuerdo a un mecanismo RPI-X (p.u.)según:

$$I_t = I_{t-1} * (1 + RPI_t - X). \quad (4.6)$$

Finalmente se estipula que el ingreso permitido crece en un 50 por ciento debido al aumento de kWh vendidos y en un 50 por ciento debido al aumento del número de clientes.

$$I_t = I_{t-1} \cdot (1 + RPI_t - X) \cdot [0,5g_{t,t-1}^d + 0,5g_{t,t-1}^{cl}] \quad [£] \quad (4.7)$$

De acuerdo al OFFER, si el ingreso permitido crece un 50 por ciento de la demanda, se elimina el incentivo artificial de las REC para maximizar sus ventas considerando que sus costos crecen en una menor razón que los kWh vendidos. En ésta medida, los planes de manejo eficiente de la demanda (DSM) serán más atractivos para las distribuidoras estimándose que una disminución de la tasa de crecimiento de la demanda en un 1/20



por ciento, produciría un ahorro de 6000 GWh para los próximos 15 años.

Finalmente, combinando las ecuaciones (4.4), (4.5), (4.6) y (4.7) se obtiene los ingresos permitidos y los precios base para cada año de la fijación tarifaria.

4.5 CONSIDERACIONES GENERALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS Y COMERCIALIZADORAS

En el modelo desarrollado en este trabajo, la empresa eléctrica realiza las funciones de empresa distribuidora de la energía eléctrica por la red de distribución y también de empresa comercializadora de la energía a los consumidores cautivos. Esta es la forma clásica en que las empresas eléctricas han prestado el servicio del suministro de energía. Por el momento, en la experiencia internacional, sólo se han beneficiado del libre acceso a las redes los clientes de gran consumo, pero existe la expectativa que en el futuro inmediato se abrirá a todos los usuarios independientemente de su capacidad de consumo. La legislación vigente en Ecuador coincide en permitir la comercialización especializada únicamente con ciertos usuarios de gran consumo. El modelo de gestión tarifaria se aplica considerando las siguientes situaciones:

- a) Los consumidores son cautivos de la empresa distribuidora-comercializadora en un área de servicio exclusivo por razones de la regulación del sector,
- b) o bien suponiendo que los consumidores son grandes usuarios, pero en la práctica sólo una empresa está en disposición de comercializar la energía.



La empresa eléctrica, en ambos casos, tiene que comprar la energía en el nodo de la red de transporte más cercano, distribuirla por sus redes y facturarla a sus clientes.

4.5.1 Cálculo del ingreso permitido

Según la teoría revisada el costo de servicio consta de cuatro partes:

1. Los costos de operación y mantenimiento.
2. Depreciación.
3. Costo de capital.
4. Pérdidas en kWh.

$$IT_{09} = ((1) + (2) + (3) + (4)) * (1 - X) \quad (4.8)$$

4.5.1.1 Costos de Operación y Mantenimiento

Como se revisó en el capítulo 3, los costos de operación y mantenimiento en el Ecuador, son reconocidos a cada empresa distribuidora de acuerdo a como presenta cada una de ellas y luego de un análisis por parte del CONELEC se les reconoce una parte de los totales presentados. Estos costos son muy subjetivos ya que para tener unos costos más acordes a la realidad habría que realizar un análisis en conjunto, ya que tanto regulador como distribuidor realizan cálculos diferentes, por lo que en la actualidad es un tema de discusión.

Para el cálculo realizado se ha procedido a tomar los gastos aprobados por el CONELEC a cada una de las distribuidoras, para el año 2005.



EMPRESAS	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO	ACOMETIDAS	COMERCIALIZ.	TOTAL
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	PÚBLICO	Y MEDIDORES		
AMBATO	102.038	408.155	752.442	501.630	752.442	701.442	722.697	1.990.147	5.930.994
AZOGUES	100.973	61.105	67.703	115.329	516.555	252.924	180.065	473.159	1.767.814
BOLÍVAR	115.654	63.253	87.512	180.100	131.267	227.596	248.130	493.421	1.546.934
CATEG	91.112	5.590.847	841.653	4.273.789	1.349.743	550.754	18.164.831	10.080.637	40.943.367
CENTRO SUR	1.222.488	1.420.983	1.991.805	847.413	2.170.376	1.033.243	1.775.829	3.114.521	13.576.656
COTOPAXI	0	676.547	478.883	95.166	718.325	187.236	696.266	1.726.137	4.578.560
EL ORO	123.559	517.320	517.965	38.063	358.685	458.620	2.992.028	3.779.453	8.785.693
EMELGUR	557.033	568.150	2.614.469	5.007.587	3.195.462	985.979	308.488	3.646.839	16.884.008
ESMERALDAS	0	392.746	1.359.652	226.785	0	271.480	0	2.096.692	4.347.355
LOS RÍOS	0	315.818	451.190	53.974	638.876	22.079	583.173	2.491.014	4.556.124
MANABÍ	444.817	220.343	1.368.750	1.142.746	2.013.345	664.989	4.342.051	3.892.849	14.089.890
MILAGRO	181.484	258.087	600.140	105.160	574.787	279.917	340.974	3.766.456	6.107.005
NORTE	21.581	891.005	607.456	607.503	884.641	684.194	2.238.477	2.367.079	8.301.936
QUITO	126.076	3.052.296	5.217.574	1.244.639	7.826.361	3.152.526	681.097	18.275.369	39.575.937
RIOBAMBA	244.076	569.511	834.587	550.060	501.439	477.130	37.911	1.917.422	5.132.136
SANTA ELENA	371.627	721.378	1.419.880	19.720	205.255	241.355	255.177	2.383.470	5.617.861
SANTO DOMINGO	82.361	445.590	286.387	768.380	829.192	27.424	284.564	3.721.480	6.445.377
SUR	128.107	668.793	1.238.038	118.857	825.359	358.329	407.701	1.894.559	5.639.744
SUCUMBÍOS	61.492	85.870	239.444	66.139	203.034	47.327	391.202	444.611	1.539.120
GALÁPAGOS	-	26.728	35.940	44.175	55.642	24.753	82.151	41.561	310.950
TOTAL	3.974.478	112.599	275.384	110.314	258.676	72.080	473.353	486.172	1.850.070
TOTAL EMPRESAS	3.974.478	16.954.528	21.011.468	16.007.214	23.750.786	10.649.298	34.732.811	68.596.875	195.677.459

Tabla N. 4.1 Gastos de Operación y Mantenimiento aprobados por el CONELEC - 2005

4.5.1.2 Depreciación

A continuación explicaremos que es la depreciación conceptualmente:

“La depreciación, por concepto, consiste en reconocer de una manera racional y ordenada el valor de los bienes a lo largo de su vida útil estimada con anterioridad con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los bienes, de manera que se conserve la capacidad operativa o productiva del ente público. La distribución de dicho valor a lo largo de la vida, se establece mediante el estudio de la productividad y del tiempo mediante diferentes métodos.”

De acuerdo al concepto citado podemos ver que para el caso ecuatoriano la depreciación es el fondo de reposición, razón por la cual calcularemos de la misma manera que se ha venido realizando ya que son las reglas establecidas por el CONELEC, las condiciones para el año 2005 era aplicar una tasa de descuento del 6%, los años de vida útil también son establecidos por CONELEC,

a continuación indicaremos los fondos de reposición aprobados por el CONELEC para cada una de las empresas distribuidoras del país.

EMPRESAS	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO PÚBLICO	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
AMBATO	502.908	981.031	1.345.435	1.369.937	2.001.229	415.768	1.455.580	8.071.887
AZOGUES	149.611	150.830	168.358	80.662	283.381	101.683	199.650	1.134.175
CNEL - BOLÍVAR	89.428	257.958	542.075	330.735	809.353	121.308	301.617	2.452.474
UEG	1.376.677	4.840.562	4.032.345	3.153.270	2.206.555	344.257	7.391.785	23.345.452
CENTRO SUR	833.437	1.385.750	3.636.541	1.026.472	2.990.035	494.514	2.314.188	12.680.937
COTOPAXI	164.853	421.685	745.063	388.988	1.416.167	157.562	786.974	4.081.291
CNEL - EL ORO	723.703	1.008.034	1.780.219	794.478	1.095.828	514.043	1.169.799	7.086.104
CNEL - GUAYAS-LO	1.325.108	1.883.051	1.157.238	2.010.488	1.414.402	449.387	1.753.432	9.993.106
CNEL - ESMERALDA	555.127	604.101	1.077.830	343.261	529.758	73.975	580.294	3.764.347
CNEL - LOS RÍOS	211.008	454.425	551.170	242.350	380.557	47.981	384.590	2.272.082
CNEL - MANABÍ	1.351.260	2.307.751	3.457.270	830.460	2.095.374	589.448	2.194.026	12.825.589
CNEL - MILAGRO	444.553	856.477	620.534	413.145	910.623	40.299	297.262	3.582.894
NORTE	620.550	926.067	1.586.234	900.307	1.302.608	410.904	1.105.842	6.852.513
QUITO	1.478.201	6.634.124	5.244.537	3.257.836	4.965.936	2.942.068	11.213.039	35.735.741
RIOBAMBA	509.624	1.118.335	1.312.154	716.260	829.190	260.662	1.645.696	6.391.921
CNEL - SANTA ELENA	706.259	795.397	1.474.153	638.461	631.847	362.179	953.936	5.562.232
CNEL - SANTO DOMINGO	326.066	420.415	516.446	466.002	501.996	229.684	1.248.911	3.709.520
SUR	556.918	1.403.606	2.339.137	750.978	1.097.183	316.325	1.171.332	7.635.479
CNEL - SUCUMBIOS	408.364	74.285	381.522	84.533	237.148	13.785	278.669	1.478.305
GALAPAGOS	0	0	57.797	34.182	40.747	11.668	30.539	174.932
TOTAL	12.333.655	26.523.886	32.026.056	17.832.804	25.739.918	7.897.499	36.477.162	158.830.980

Tabla N.4.2 Fondo de reposición, tasa de descuento del 6%, aprobados por el CONELEC - 2005

4.5.1.3 Costo del Capital.

El costo de capital es la tasa de rendimiento que debe obtener la empresa sobre sus inversiones para que su valor en el mercado permanezca inalterado, teniendo en cuenta que este costo es también la tasa de descuento de las utilidades empresariales futuras, es por ello que el administrador de las finanzas empresariales debe proveerse de las herramientas necesarias para tomar las decisiones sobre las inversiones a realizar y por ende las que más le convengan a la organización.

Para nuestro estudio al ser el estado el propietario del capital y como gobierno realiza sus inversiones para obtener un beneficio social, para nuestro caso este valor es igual a cero.

4.5.1.4 Pérdidas en kWh.

El cálculo de las pérdidas se ha realizado con los datos de factores de expansión de pérdidas de energía por etapa y los valores de energía medidos también en cada etapa.

El costo de pérdidas por etapa son los que el CONELEC establece, de acuerdo a las transacciones que se dan en el sector eléctrico.

EMPRESAS	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ALUMBRADO	USD/kWh
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	PÚBLICO	TOTAL
AMBATO	338.360	180.708	608.497	1.065.838	3.209.243	188.874	5.591.519
AZOGUES	19.385	10.251	16.497	67.652	230.197	15.799	359.781
CNEL - BOLÍVAR	39.809	25.752	108.239	78.946	372.473	44.526	669.745
UEG	1.689.446	593.108	4.480.073	6.712.253	28.894.921	563.767	42.933.568
CENTRO SUR	316.965	195.307	799.501	940.134	2.207.039	98.694	4.557.640
COTOPAXI	233.765	177.829	551.208	438.783	1.391.720	110.440	2.903.745
CNEL - EL ORO	452.778	300.887	877.704	665.319	2.244.613	253.315	4.794.615
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	1.572.309	271.646	1.375.348	1.343.946	3.991.312	157.596	8.712.157
CNEL - ESMERALDAS	277.517	371.464	453.706	386.460	2.285.975	187.148	3.962.269
CNEL - LOS RÍOS	117.390	84.160	717.076	402.992	1.394.604	78.050	2.794.272
CNEL - MANABÍ	756.347	575.772	2.257.445	1.188.145	6.103.090	517.435	11.398.234
CNEL - MILAGRO	401.764	71.523	1.026.477	375.378	3.002.712	47.257	4.925.111
NORTE	241.172	99.902	424.358	684.473	1.356.568	93.132	2.899.604
QUITO	1.594.467	1.152.020	5.672.804	6.786.545	12.156.271	499.334	27.861.442
RIOBAMBA	71.999	200.811	191.286	395.597	1.047.489	32.501	1.939.682
CNEL - SANTA ELENA	221.204	102.092	42.148	460.003	1.324.215	172.605	2.322.267
CNEL - SANTO DOMINGO	177.349	93.260	535.787	904.051	1.017.714	68.565	2.796.727
SUR	82.813	146.411	351.045	411.778	961.914	69.394	2.023.354
CNEL - SUCUMBIOS	0	0	0	0	0	0	0
GALAPAGOS	0	0	0	0	0	0	0

Tabla N.4.3 Costo de las Pérdidas de Energía por etapa, \$/kWh, aprobados por el CONELEC - 2005

4.5.2 Productividad

Merece la pena distinguir entre los conceptos de eficiencia y productividad, ya que muchas veces se confunden ambos. Así, la productividad de un factor productivo no es más que el ratio entre cantidades de producto y la cantidad del factor empleado. Este cociente tiene como objetivo evaluar el grado de aprovechamiento de los recursos físicos empleados. Un ejemplo típico es la productividad media del trabajo, que cotidianamente se calcula dividiendo el total producido por la cantidad de empleados que han formado parte de la producción.



La productividad es un concepto que nada tiene que ver con la eficiencia por sí mismo. Productividad es una mera medición de la relación entre el total producido y los recursos empleados en un momento dado del tiempo y dada la escala de producción elegida. De esta forma una empresa que no se encontrase sobre la frontera eficiente de producción podría tener una mayor productividad que otra sólo cambiando la tecnología utilizada para combinar los recursos, sin llegar a extraer el mayor provecho de ella.

Por eficiencia de una empresa entendemos la comparación entre los valores observados y los óptimos correspondientes a sus inputs y outputs. Esta comparación puede llevarse a cabo a través del output máximo alcanzable y el realmente alcanzado, para un nivel dado de inputs, o bien a través de la comparación del nivel mínimo de inputs necesario y el realmente empleado, para un nivel dado de outputs.

En base a lo expuesto y a los datos tomados de la página web de CONELEC se procedió a calcular los índices de productividad para cada una de las empresas con los valores de ventas realizadas (kWh) y el número de clientes, con los valores del año 2005 y 2009.

4.6 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Una vez que se explicaron todas las definiciones necesarias y se indicaron los datos de entrada a continuación se indicará como se elaboró la metodología aplicada. Los datos de ingreso se encuentran en el Anexo 1.

De acuerdo con la regulación por incentivos RPI-X, la fórmula que se va aplicar es la siguiente:

$$I_t = I_{t-1} \cdot (1 + RPI_t - X) \cdot [0,5g_{t,t-1}^d + 0,5g_{t,t-1}^{cl}]$$



Donde:

I_{t-1} = ingreso permitido de la distribuidora en el año t-1 el cuál se conoce de antemano y para todos los años del período regulatorio.

RPI_t = Corresponde al valor de la inflación.

X = Factor de Productividad.

$g_{t,t-1}^d$ = Corresponde a la variación del consumo de energía.

$g_{t,t-1}^{cl}$ = Corresponde a la variación del número de clientes.

Para nuestro caso el ingreso permitido está dado por:

$$M_{t-1} = I_{t-1} / D_{t-1} \text{ [\$ / kWh]}$$

Donde:

D_{t-1} = demanda de energía en el año t-1

I_{t-1} = ingreso permitido de la distribuidora en el año t-1 el cuál se conoce de antemano y para todos los años del período regulatorio.

Ahora, el ingreso permitido corresponde a la suma de los costos de operación y mantenimiento, fondo de reposición, costo del capital y costo de pérdidas de energía, todos estos cálculos se realizaron con los valores que corresponden al año 2005, una vez que se tienen los valores iniciales se realiza el cálculo de la ecuación (1), indicada, esto para cada año hasta finalmente llegar al año 2009 en donde los resultados se indican a continuación:

EMPRESAS	Tarifa 2009 Cálculos	Tarifa 2009 CONELEC	Variación %
AMBATO	0,05757	0,04296	1,33987272
AZOGUES	0,05516	0,07321	0,75341302
CNEL - BOLÍVAR	0,15867	0,08812	1,80064396
UEG	0,05701	0,02242	2,54293065
CENTRO SUR	0,07296	0,04074	1,79072481
COTOPAXI	0,05912	0,04324	1,36732106
CNEL - EL ORO	0,09243	0,03332	2,77447554
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	0,06765	0,03065	2,20697883
CNEL - ESMERALDAS	0,07774	0,02816	2,76042646
CNEL - LOS RÍOS	0,07702	0,03560	2,16345178
CNEL - MANABÍ	0,09711	0,02886	3,36495003
CNEL - MILAGRO	0,06970	0,03741	1,86337738
NORTE	0,08392	0,04506	1,86220516
QUITO	0,05810	0,03046	1,90723465
RIOBAMBA	0,09829	0,05462	1,79962893
CNEL - SANTA ELENA	0,08747	0,03298	2,65206453
CNEL - SANTO DOMINGO	0,08445	0,03615	2,33584525
SUR	0,12915	0,06860	1,8825998
CNEL - SUCUMBIOS			
GALAPAGOS			

Tabla N.4.4 Resultados de Cálculo de Costo del servicio de la Distribuidoras

Antes de realizar un análisis de los resultados obtenidos aplicando el método propuesto, se mencionará algunos puntos del porqué de la variación drástica de los valores obtenidos para el 2005 versus los resultados obtenidos por el CONELEC para el 2009, todo esto debido a la expedición del Mandato 15 a partir del año 2008, el VAD de distribución del 2009 es más bajo en comparación con el del 2005, debido a:

- Para el año 2009 el cálculo se lo realiza a partir del costo del servicio en donde el CONELEC, audita los gastos en los que incurre cada empresa, mientras que para el 2005 se establecía de acuerdo a unos índices de eficiencia establecidos por el CONELEC.
- Dentro del costo de distribución no se considera la componente de inversión, el Mandato 15 ordena a las inversiones a formar parte del presupuesto del estado.



- Adicionalmente, el costo de capital (Activos en servicio) ya no se valoran bajo el concepto de un VNR sino en base de balances auditados, existe la variación de la tasa de descuento del 6% al 0% esto significa que se elimina rentabilidad al costo de capital.

La tabla N° 4.4 muestra los resultados que se obtienen de aplicar la metodología propuesta en esta tesis, en este cuadro se puede observar claramente que los resultados obtenidos resultan ser mayores a los conseguidos por el CONELEC, aun cuando las condiciones de aplicación son las mismas. A primera vista revisando la fórmula aplicada, se puede indicar que la diferencia es resultado de indexar factores de la inflación, productividad, crecimiento de los clientes y el crecimiento de la demanda.

Estos resultados pueden variar de acuerdo a como se manejen los diferentes escenarios posibles ya que si revisamos la fórmula aplicada que es la siguiente:

$$IT_{09} = ((1) + (2) + (3) + (4)) * (1 - X)$$

1. Los costos de operación y mantenimiento.
2. Depreciación.
3. Costo de capital.
4. Pérdidas en kWh.

Existen estos cuatro puntos principales que deberán ser analizados:

Al revisar el cálculo de los costos de operación y mantenimiento, este punto debería ser tema de otra tesis, en establecer una forma justa para calcular los correctos costos de operación y mantenimiento, ya que al momento no existen reglas claras de aplicación.



Sobre el tema de depreciación existen unas tablas de vidas útiles aprobadas por el CONELEC, las mismas que deberían ser revisadas ya que la proyección de vida útil de los equipos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano es demasiado largo, es decir los equipos en algunos casos no cumplen la vida útil para la que fueron proyectadas. Dentro de este mismo tema se encuentra la tasa de depreciación que en principio para el 2005 era del 6% y luego se estableció en el 2008 en 0%, reducción que no se debió a algún estudio técnico, su único propósito era reducir este costo de depreciación.

Si bien es cierto el dueño del capital es el estado Ecuatoriano no debería establecerse el costo del capital en 0%, este fue uno de los motivos para dar inicio a esta tesis ya que el Sector Eléctrico es un sector estratégico pero hay que recordar que necesita una sostenibilidad económica porque como se ha explicado anteriormente, el servicio de energía es un producto universal de primer orden el mismo que influye en la economía de todo País, por ello es necesario dar sostenibilidad a ésta área.

En cuanto a los costos de pérdidas, al momento no existen mayores sanciones para los que incumplan con lo establecido y se podría conseguir un mejor resultado endureciendo las leyes y obligando a ser eficientes a cada Empresa de Distribución y a cumplir con lo establecido en cuanto a pérdidas técnicas y no técnicas.

En la actualidad se encuentra en boga el uso eficiente de la energía, este debería ser un punto de desarrollo y explotación si realmente se requiere un buen plan de manejo de la energía, pero debería estar basado en una verdadera conciencia ambientalista y no más en bien sacar beneficio económico aplicado la ley solo a unos pocos, estos planes son de carácter universal.



La proyección del Sector Eléctrico Ecuatoriano debería estar encaminado a ser empresas con solvencia económica con capacidad para invertir, mejorar e incluso apoyar al gobierno con algunas rentas.



CAPÍTULO 5

5.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.1 CONCLUSIONES:

A lo largo de la historia los monopolios naturales de redes de distribución de energía eléctrica, han sido regulados a través de la adopción de métodos y esquemas que incentivan el negocio. Los reguladores fijan parámetros de precios que garanticen una rentabilidad “justa” para un período tarifario de tiempo predeterminado, dejando que las empresas hagan su gestión buscando la eficiencia y posible apropiación de las rentas que se generen en el proceso regulado.

Por lo expuesto es necesario que la regulación que rija un Estado deba permitir la rentabilidad del negocio para todos los agentes involucrados en el proceso. En particular, la remuneración de la actividad de distribución debe garantizar la recuperación de los costos fijos de inversión, operación y mantenimiento, más una rentabilidad razonable que incentiven la atracción de inversiones en el sector.

A lo largo de este trabajo se revisó las diferentes experiencias internacionales sobre la liberalización del sector eléctrico de lo analizado y por tanto se ha llegado a la conclusión de que no existe un modelo único para reestructurar el sector.

El diseño y organización de las instituciones, así como el alcance de la regulación depende de condiciones económicas, políticas, culturales y sociales vigentes en cada país.

Es necesario tener en cuenta que el servicio de suministro de energía eléctrica es un servicio considerado de interés económico general, lo



que implica una especial protección al consumidor, puesto que los servicios de interés general se prestan con la función principal de mantener la calidad de vida de los ciudadanos, así como fomentar la cohesión social y territorial. En conclusión, las entidades que presten estos servicios deben atenerse a dichas obligaciones de servicio público.

El principio básico de la regulación por incentivos consiste en desacoplar, durante un periodo de varios años, ingresos y costos, es decir, aumentar el lapso de tiempo entre los procesos de negociación y de revisión de costos entre la compañía y el regulador.

Por otro lado independientemente de la forma de regulación empleada, los objetivos de una buena regulación de la actividad de distribución eléctrica deberían ser, por un lado, promover inversiones eficientes y una operación y mantenimiento eficientes, ofreciendo a los usuarios una calidad de servicio determinada, así como asegurar que, finalmente, las reducciones de costos que surgen como consecuencia de los aumentos de productividad se comparten entre todos los agentes involucrados: usuarios y empresas.

Tanto regulador como distribuidoras no han llegado a una correcta determinación de incluir gastos futuros en reposición y ampliación de infraestructura. Como consecuencia de lo anterior, el regulador requiere de un análisis exhaustivo de información y recurre a variadas metodologías que sensibilizan los resultados finales.

Una de las condiciones para obtener simplemente resultados de la aplicación de cualquier método de regulación es una estabilidad jurídica lo cual con la expedición del Mandato 15 emitido por la Asamblea Nacional Constituyente del año 2008 en la que se establecieron una vez más, nuevas reglas de funcionamiento y estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, así como también se modificó la política tarifaria y las



reglas para el financiamiento de la expansión del sistema, todo esto de acuerdo al gobierno de turno; no existen reglas estables para períodos largos que es ésta una de las condiciones principales para establecer cualquier regulación en conclusión no se podrá obtener los resultados esperados de cualquier regulación que se aplique ya que el Sector Eléctrico no goza de una independencia política.

Una de las intenciones con el Mandato 15 fue destinar la inversión para generación, transmisión y distribución por parte del plan de presupuesto del Estado, es necesario analizar más profundamente si se está dando cumplimiento con este objetivo en la actualidad, de la información que se obtuvo de los planes de expansión para el caso de distribución fue mucho menor el del año 2011 respecto al año 2010. Para el caso de transmisión es necesario conocer de los planes de expansión que se encuentran en marcha para los futuros proyectos de generación caso contrario en unos pocos años nuestra capacidad de atender a la demanda y generación no será la suficiente.

Es de conocimiento público de la existencia de un déficit tarifario continuo, de acuerdo a los cálculos poco claros realizados por el CONELEC, se dice poco claros ya que existen muchos puntos de discusión que usa este ente regulador, para establecer las tarifas que no obedecen precisamente a un estudio técnico - económico, se puede cuestionar muchos puntos dentro de éstos; sus tablas establecidas de vida útil puesto que son demasiado positivas por ejemplo: una línea de transmisión tiene que servir 45 años?, son reales estas suposiciones?. Así también para el cálculo del VAD para el año 2005 la tasa de descuento era del 6% luego fue cambiada al 0%, esta reducción es posible?, el Sector es sostenible con estos cambios?, lastimosamente todas estas modificaciones la realizan los gobiernos de turno que siguen insistiendo en no incrementar lo necesario la tarifa eléctrica.



Basado en las reglas establecidas por el CONELEC, y de los resultados obtenidos de los cálculos realizados se obtiene un costo total del Servicio Eléctrico 10,53 cUSD/kWh que, comparado con el precio medio obtenido de la aplicación de los cargos tarifarios al usuario final vigentes (10,16 cUSD/kWh), determina un déficit tarifario de alrededor de 54 millones de dólares.

Los sucesivos gobiernos han venido utilizando las tarifas eléctricas, entre otros, como una herramienta política en donde no se considera la distribución eléctrica como un negocio que debe ser sostenible, sino más bien como una promesa política con el fin de mantener su popularidad haciendo que el déficit tarifario sea creciente, creando un sistema insostenible a futuro. Cuando los responsables de la política económica fijan los precios por decreto, ocultan las señales que guían normalmente la asignación de los recursos de la sociedad.

En base a éstas reflexiones dadas fue necesaria la propuesta de este trabajo ya que algunas de las ventajas a las que podemos concluir son las siguientes:

- Es necesario en algunos casos endurecer las sanciones y la implementación de un sistema de estímulos, para controlar el crecimiento de la demanda y dar inicio a una real gestión de la demanda.
- Es necesario sanear las cuentas del sector público para conocer con una mayor certeza y transparencia la gestión financiera del sector.
- Se vuelve casi que obligatorio la existencia de un marco regulatorio explícito, imparcial, confiable; y un agente controlador sólido que supervise y vigile el cumplimiento de la normativa y que este no sea modificado para dar sostenibilidad al gobierno de turno.



- Un sistema tarifario basado en precios reales y subsidios sectorizados es el factor más importante para los consumidores y permitiría al sector desarrollarse y mantenerse estable.
- Al haberse declarado al Sector Eléctrico Ecuatoriano como un sector estratégico fue ésta una decisión muy acertada, ya que éste se constituye en uno de los sectores de mucha importancia para el desarrollo económico y competitivo de cualquier País. Por ende los resultados que se obtengan de este sector influye directamente en el resto de actividades del sector económico.
- Para beneficio del Sector Eléctrico Ecuatoriano la intención de los gobiernos de turno debería ser resolver su desarrollo económico basado en una estructura puntualizada y un marco regulatorio claro y definido.
- Es importante resaltar que autores como Joskow piensan que los beneficios de la reforma al sector eléctrico se verán a largo plazo como una consecuencia de inversiones en plantas de generación nuevas y más poderosas, de la introducción del riesgo en la administración de los mercados minoristas, de servicios eficientes, y de una innovación continua en la demanda y la oferta de energía.
- La falta de desarrollo de este sector no se encuentra directamente relacionado con el hecho de que sus empresas sean estatales, ya que como se pudo analizar en el capítulo 2, el progreso de algunos sectores eléctricos en diferentes países es independiente de quién sea su dueño, lo que marca su diferencia es la conciencia administrativa y la calidad de los profesionales a cargo de este sector, cuyos propósitos están encaminados a alcanzar niveles de eficiencia.



- Uno de los problemas que enfrentan las distribuidoras al introducir estas metodologías de incentivos de las experiencias internacionales analizadas es debido a la falta de compromiso del regulador con los precios inicialmente calculados y al incumplimiento del plazo regulatorio establecido, ya que realizan revisiones constantes y cambio en las reglas del juego. De este modo, los incentivos se reducen y se enfrentan a la posibilidad de que los precios caduquen antes de finalizar el período.

Al aplicarse la metodología propuesta en esta tesis, se realizó los respectivos cálculos y a pesar de aplicar las mismas condiciones con las que se realizan los cálculos en la actualidad, los resultados obtenidos son mayores a los obtenidos por el CONELEC.

Los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología propuesta no sigue ninguna gráfica de tendencia, esto se debe a que cada empresa eléctrica realiza de diferente manera el cálculo de los costos y el CONELEC los aprueba individualmente en conclusión esto demuestra que no se aplica las reglas uniformemente para todas las empresas.

Al revisar los resultados obtenidos superiores a los aplicados, esto muestra que la situación financiera actual de las diferentes Empresas Eléctricas del País es crítica ya que a pesar de que el Estado reconoce la existencia de un déficit tarifario aquí se pudo demostrar que dicho déficit es superior a lo establecido. Este resultado concuerda con lo que año a año plantean las diferentes empresas.

A pesar de que los resultados obtenidos sean superiores a los aplicados a las empresas distribuidoras, las condiciones aplicadas no son las adecuadas, ya que como mencionamos anteriormente el negocio de la distribución debe ser un negocio con beneficio social pero esto no debe



significar pérdidas económicas que le lleven a grandes pérdidas económicas al País.

5.1.2 RECOMENDACIONES:

A las recomendaciones a las que podemos llegar para la implementación de cualquier regulación para el Sector Eléctrico de lo analizado, son las siguientes:

- Al plantear un nuevo modelo de reestructuración es necesario tener muy claras las funciones del ente regulador.
- Todo proceso de cambio lleva un tiempo de adaptación, no se puede esperar que funcione bien inmediatamente.
- El que funcione bien o mal un modelo en ciertos lugares, no significa que sea una regla general de funcionamiento puesto que como bien se sabe los modelos económicos y de desarrollo son diferentes en cada país.

Es recomendable para iniciar una determinación de precios justa en todas las etapas del sistema eléctrico tener presente los siguientes principios:

- Principio de eficiencia: los precios deben estimular el mejor empleo posible de los recursos económicos de la sociedad, al mínimo costo.
- Principio de equidad: los precios deben ser iguales para los consumidores que utilizan el sistema eléctrico de forma semejante.
- Principio de equilibrio financiero: Los precios deben ser capaces de cubrir los costos, permitir una rentabilidad razonable para el capital y garantizar la expansión del sistema
- Principio de simplicidad: Los precios deben ser lo más simples posibles, de manera que sean comprendidos por los consumidores.



- Principio de estabilidad: Los precios deben conservar su estructura de precios durante un tiempo razonable evitándose grandes fluctuaciones en períodos cortos.

Actualmente existe una inadecuadamente asimetría de información entre los costos reales de las distribuidoras y los costos que determinan el regulador, por ello es recomendable exponer en forma clara la forma en la que realiza cada uno de estos agentes sus respectivos cálculos y realizar las respectivas correcciones a quien corresponda.

Es recomendable no solo para el Sector Eléctrico sino también para el resto de sectores productivos del País, brindar un ambiente jurídico estable, para de esta manera emitir señales claras que permitan fortalecer la seguridad de los inversionistas privados para que el sector en todo momento tenga el desempeño confiable que exigen las crecientes necesidades nacionales de competitividad y responsabilidad. Para ello es necesario fortalecer el marco regulatorio para exigir que la administración de las empresas estatales sea más eficiente.

Es recomendable que dentro de los planes del desarrollo de nuestro país debería enfocarse hacia las fuentes nacionales de energía, fortaleciendo la capacidad técnica, logística y legal para desarrollar un conjunto de actividades relacionadas con la investigación y desarrollo de los recursos energéticos que el país requiere para su desarrollo.

Es necesario al ser el Ecuador un país favorecido en ubicación geográfica, desarrollar el buen uso de otras fuentes de energía ya que con el desarrollo y aprobación del protocolo de Kyoto, la preocupación mundial por el agotamiento de petróleo, las naciones industrializadas han invertido varios millones de dólares en incentivos para promover las energías del tipo renovable. El hecho ha causado una divulgación



exitosa alrededor del mundo, creando una conciencia más ecológica y fomentando el uso de sistemas solares y eólicos. Ésta es la razón principal por la cual en los últimos años se ha visto una penetración masiva y ascendente en el mercado de las energías no convencionales, por ello el Ecuador no puede quedarse aislado y no desarrollarse en ésta área.

Es necesario modernizar y fortalecer las empresas públicas del sector por medio de la investigación, desarrollo e innovación a través de recursos proporcionados por el Estado a las universidades y Escuelas Politécnicas.

Es recomendable hacer uso de este tipo de metodologías propuesta en esta tesis, ya que con esto podemos obtener un panorama real de los costos que deben ser aplicados a la Empresas Distribuidoras, para el caso de querer aplicar algún tipo de subsidio sea real y no se perjudique a este sector.

Se recomienda impulsar incentivos para una administración eficiente y desarrollar penalizaciones puesto que una administración debe ser llevada de la mejor manera independiente de quien sea el propietario.

Una de las ventajas con el uso de esta metodología es empezar a conocer los valores reales del costo de la energía, mantener sus finanzas claras para así empezar a desarrollar verdaderos planes de mejoras.

Al finalizar el desarrollo de esta tesis con toda la certeza se puede recomendar el uso de este tipo de metodologías, ya que como se menciono anteriormente cumplen con todos los principios de eficiencia, equidad, equilibrio financiero, simplicidad y estabilidad, cuyo uso le



brindará al Sector Eléctrico Ecuatoriano las pautas necesarias para surgir para progreso de nuestra nación.



ANEXO 1

DATOS DE INGRESO PARA LA NUEVA METODOLOGÍA - 2005

EMPRESAS	VENTAS		Costos de Ope. Y Mto.	Costo del Capital 0% SEE	Fondo de Reposición	Pérdidas	(USD) TOTAL	TOTAL/CONSU. \$/kWh
	Energía (kWh)	# Abonados						
			1	3	2	4		
AMBATO	418.369.235	172.275	5.930.993,90	0,00	8.071.887,30	5.591.519,41	19.594.400,61	0,046835
AZOGUES	77.799.636	25.804	1.767.813,84	0,00	1.134.175,07	359.781,12	3.261.770,03	0,041925
CNEL - BOLÍVAR	42.155.185	42.639	1.546.933,53	0,00	2.452.473,61	669.744,88	4.669.152,02	0,110761
UEG	2.819.606.308	415.143	40.943.367,15	0,00	23.345.451,62	42.933.567,93	107.222.386,71	0,038027
CENTRO SUR	577.341.065	245.613	13.576.656,22	0,00	12.680.937,21	4.557.639,69	30.815.233,13	0,053374
COTOPAXI	257.729.435	85.796	4.578.559,88	0,00	4.081.291,22	2.903.744,96	11.563.596,06	0,044867
CNEL - EL ORO	344.750.315	153.360	8.785.693,02	0,00	7.086.104,08	4.794.615,45	20.666.412,55	0,059946
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	825.713.976	178.118	16.884.007,68	0,00	9.993.105,83	8.712.157,07	35.589.270,58	0,043101
CNEL - ESMERALDAS	239.339.515	75.284	4.347.355,39	0,00	3.764.346,57	3.962.269,27	12.073.971,23	0,050447
CNEL - LOS RÍOS	175.623.036	74.440	4.556.123,66	0,00	2.272.081,68	2.794.271,51	9.622.476,85	0,054791
CNEL - MANABÍ	564.121.655	200.386	14.089.890,00	0,00	12.825.588,81	11.398.234,17	38.313.712,98	0,067917
CNEL - MILAGRO	299.182.736	101.235	6.107.004,59	0,00	3.582.894,45	4.925.110,84	14.615.009,89	0,048850
NORTE	311.459.682	156.025	8.301.935,62	0,00	6.852.512,85	2.899.604,00	18.054.052,47	0,057966
QUITO	2.588.117.868	630.525	39.575.936,72	0,00	35.735.741,03	27.861.441,58	103.173.119,33	0,039864
RIOBAMBA	186.219.708	118.532	5.132.136,45	0,00	6.391.920,81	1.939.682,22	13.463.739,48	0,072300
CNEL - SANTA ELENA	233.569.198	76.425	5.617.860,87	0,00	5.562.232,22	2.322.267,10	13.502.360,19	0,057809
CNEL - SANTO DOMINGO	241.963.726	106.028	6.445.376,97	0,00	3.709.519,99	2.796.726,62	12.951.623,58	0,053527
SUR	168.412.539	123.243	5.639.743,90	0,00	7.635.479,30	2.023.354,40	15.298.577,59	0,090840
CNEL - SUCUMBIOS	77.661.952	-	1.539.120,00	0,00	1.478.305,02	0,00	3.017.425,02	0,038853
GALAPAGOS	20.996.681	-	310.949,60	0,00	174.931,73	0,00	485.881,33	0,023141

DATOS DE INGRESO PARA LA NUEVA METODOLOGÍA - 2009

EMPRESAS	VENTAS		Costos de Ope. Y Mto.	Costo del Capital 0% SEE	Fondo de Reposición	Pérdidas	(USD) TOTAL	TOTAL/CONSU. \$/kWh
	Energía (kWh)	# Abonados						
			1(USD)	2	3(USD)	4(USD)		
AMBATO	401.346.000	196.967	9.271.500,00	0,00	4.990.012,15	4.290.061,81	18.551.573,96	0,046223
AZOGUES	87.959.000	29.102	2.228.842,48	0,00	645.350,62	462.844,71	3.337.037,81	0,037939
CNEL - BOLÍVAR	51.352.000	52.831	2.827.861,61	0,00	1.369.625,55	871.998,27	5.069.485,43	0,098720
UEG	3.621.197.000	535.000	51.561.278,62	0,00	10.940.068,20	51.820.997,13	114.322.343,96	0,031570
CENTRO SUR	685.121.000	285.290	17.097.458,32	0,00	8.051.054,22	6.085.727,97	31.234.240,51	0,045589
COTOPAXI	289.934.000	97.452	5.766.062,71	0,00	2.572.750,35	3.190.733,07	11.529.546,12	0,039766
CNEL - EL ORO	499.526.000	187.651	11.064.101,40	0,00	3.919.246,19	6.453.477,01	21.436.824,60	0,042914
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	980.668.000	266.882	21.262.565,46	0,00	5.348.777,09	13.983.827,93	40.595.170,48	0,041395
CNEL - ESMERALDAS	304.073.000	103.037	5.474.762,29	0,00	2.097.742,55	5.264.699,01	12.837.203,86	0,042218
CNEL - LOS RÍOS	218.194.000	87.558	5.737.670,78	0,00	1.139.354,01	3.512.223,02	10.389.247,81	0,047615
CNEL - MANABÍ	777.752.000	222.304	15.911.031,15	0,00	5.698.483,72	14.928.607,79	36.538.122,65	0,046979
CNEL - MILAGRO	399.047.000	115.156	7.690.744,25	0,00	2.058.463,66	5.963.692,05	15.712.899,95	0,039376
NORTE	398.887.000	188.849	10.454.890,38	0,00	4.390.552,59	4.159.329,37	19.004.772,34	0,047645
QUITO	3.260.916.000	783.694	51.478.089,26	0,00	26.091.270,16	26.817.833,47	104.387.192,89	0,032012
RIOBAMBA	220.074.000	136.781	6.951.714,04	0,00	3.816.064,59	3.087.799,84	13.855.578,47	0,062959
CNEL - SANTA ELENA	317.552.000	95.398	6.633.873,68	0,00	3.077.430,86	2.698.521,91	12.409.826,45	0,039080
CNEL - SANTO DOMINGO	342.784.000	138.078	7.920.554,51	0,00	2.454.912,95	3.768.572,45	14.144.039,91	0,041262
SUR	208.964.000	148.213	8.494.607,83	0,00	4.459.096,26	2.626.793,47	15.580.497,56	0,074561
CNEL - SUCUMBIOS	126.673.000	55.479	5.282.551,77	0,00	1.125.128,80	2.163.020,84	8.570.701,41	0,067660
GALAPAGOS	29.010.000	7.767	2.550.731,70	0,00	210.611,89	196.755,20	2.958.098,78	0,101968



PROYECCION DE LOS CLIENTES				
EMPRESAS	CRECIMIENTO ANUAL			
	2006	2007	2008	2009
AMBATO	178.141	184.208	190.481	196.967
AZOGUES	26.592	27.403	28.240	29.102
CNEL - BOLÍVAR	44.986	47.462	50.075	52.831
UEG	442.320	471.276	502.128	535.000
CENTRO SUR	254.982	264.709	274.807	285.290
COTOPAXI	88.572	91.438	94.397	97.452
CNEL - EL ORO	161.295	169.641	178.419	187.651
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	197.066	218.029	241.222	266.882
CNEL - ESMERALDAS	81.429	88.074	95.262	103.037
CNEL - LOS RÍOS	77.523	80.733	84.076	87.558
CNEL - MANABÍ	205.654	211.061	216.609	222.304
CNEL - MILAGRO	104.549	107.971	111.506	115.156
NORTE	163.653	171.654	180.046	188.849
QUITO	665.753	702.950	742.225	783.694
RIOBAMBA	122.852	127.330	131.971	136.781
CNEL - SANTA ELENA	80.782	85.386	90.253	95.398
CNEL - SANTO DOMINGO	113.265	120.996	129.255	138.078
SUR	129.060	135.152	141.532	148.213



PROYECCION DE LA DEMANDA				
EMPRESAS	CRECIMIENTO ANUAL			
	2006	2007	2008	2009
AMBATO	414.046.903	409.769.227	405.535.745	401.346.000
AZOGUES	80.223.802	82.723.504	85.301.094	87.959.000
CNEL - BOLÍVAR	44.287.135	46.526.907	48.879.952	51.352.000
UEG	3.001.610.895	3.195.363.814	3.401.623.415	3.621.197.000
CENTRO SUR	602.582.003	628.926.456	656.422.671	685.121.000
COTOPAXI	265.428.653	273.357.872	281.523.962	289.934.000
CNEL - EL ORO	378.240.499	414.984.031	455.296.950	499.526.000
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	861.990.993	899.861.808	939.396.444	980.668.000
CNEL - ESMERALDAS	254.100.354	269.771.541	286.409.221	304.073.000
CNEL - LOS RÍOS	185.415.830	195.754.675	206.670.016	218.194.000
CNEL - MANABÍ	611.279.544	662.379.608	717.751.395	777.752.000
CNEL - MILAGRO	321.520.309	345.525.648	371.323.273	399.047.000
NORTE	331.332.355	352.473.003	374.962.530	398.887.000
QUITO	2.742.034.667	2.905.104.983	3.077.873.182	3.260.916.000
RIOBAMBA	194.160.739	202.440.401	211.073.136	220.074.000
CNEL - SANTA ELENA	252.211.794	272.342.369	294.079.690	317.552.000
CNEL - SANTO DOMINGO	263.978.060	287.995.302	314.197.679	342.784.000
SUR	177.745.529	187.595.730	197.991.803	208.964.000
CNEL - SUCUMBIOS	87.766.189	99.185.042	112.089.548	126.673.000
GALAPAGOS	22.764.070	24.680.229	26.757.680	29.010.000

EMPRESAS	FACTORES DE PRODUCTIVIDAD # CLIENTE/DEMANDA				
	2005	2006	2007	2008	2009
AMBATO	2.428,5	2.324,3	2.224,5	2.129,0	2.037,6
AZOGUES	3.015,0	3.016,9	3.018,7	3.020,6	3.022,4
CNEL - BOLÍVAR	988,7	984,5	980,3	976,1	972,0
UEG	6.791,9	6.786,1	6.780,2	6.774,4	6.768,6
CENTRO SUR	2.350,6	2.363,2	2.375,9	2.388,7	2.401,5
COTOPAXI	3.004,0	2.996,7	2.989,5	2.982,3	2.975,1
CNEL - EL ORO	2.248,0	2.345,0	2.446,2	2.551,8	2.662,0
CNEL - GUAYAS-LOS RÍOS	4.635,8	4.374,1	4.127,3	3.894,3	3.674,5
CNEL - ESMERALDAS	3.179,1	3.120,5	3.063,0	3.006,5	2.951,1
CNEL - LOS RÍOS	2.359,3	2.391,8	2.424,7	2.458,1	2.492,0
CNEL - MANABÍ	2.815,2	2.972,4	3.138,3	3.313,6	3.498,6
CNEL - MILAGRO	2.955,3	3.075,3	3.200,2	3.330,1	3.465,3
NORTE	1.996,2	2.024,6	2.053,4	2.082,6	2.112,2
QUITO	4.104,7	4.118,7	4.132,7	4.146,8	4.161,0
RIOBAMBA	1.571,1	1.580,4	1.589,9	1.599,4	1.609,0
CNEL - SANTA ELENA	3.056,2	3.122,1	3.189,5	3.258,4	3.328,7
CNEL - SANTO DOMINGO	2.282,1	2.330,6	2.380,2	2.430,8	2.482,5
SUR	1.366,5	1.377,2	1.388,0	1.398,9	1.409,9



GLOSARIO

Revenue cap: Un sistema de regulación bajo el cual la utilidad puede maximizar su beneficio sujeto al máximo nivel de rentas.

Yardstick competition: Competencia por Comparación.

E.E: Energía Eléctrica

LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico

IRP: Planeación Integrada de Recursos

Staff regulatorio: Grupo regulatorio

ROR: Regulación de tasa de retorno

COS: Regulación del costo del servicio

PBR: Desarrollo basado en el ratemaking

ESP: Competitive Electricity Service Provider

EPA: Energy Policy Act

PUC: Public Utilities Commission

FERC: Federal Energy Regulatory Commission

WSCC: Western Systems Coordinating Council.

OASIS: Open Access Same-Time Information Systems

RTOs: Organización Regional de Transporte

CalPX: California Power Exchange

CalISO: Independent System Operator

SC: Scheduling Coordinators

mdd: millones de dólares

NVE: Norwegian Water Resources and Energy Directorate

PUHCA: Public Utility Holding Company Act de 1935



PURPA: Public Utility Regulatory Policies Act de 1978

EPA: Energy Policy Act de 1992

DSM: Gestión de la Demanda

OTC: Contratos Bilaterales en el mercado libre.

DEA: Data Envelopment Analysis

REE: Red Eléctrica de España

OS: Operador del Sistema

OM: Operador del Mercado

OMEL: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad

MLE: El Marco Legal Estable.

LOSEN: Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional

CNSE: Comisión Nacional del Sistema Eléctrico

CITC: Costes de Transición a la Competencia

CNSE: Comisión Nacional del Sistema Eléctrico

CTTC: Costos de Transición

RF: Retribución Fija

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

TRANSENER: Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

GBA: Gran Buenos Aires

RPI: Retail Price Index

RECs: Regional Electricity Companies



UNIVERSIDAD DE CUENCA

VPI: Valor Presente del Ingreso

DEA: Data Envelopment Analysis



BIBLIOGRAFIA

- [1] EVOLUCION NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO
<http://www.ecuacier.org/>
- [2] GEOFFREY ROTHWELL Y TOMÁS GÓMEZ, ELECTRICITY ECONOMICS, 2003
- [3] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), ANÁLISIS DE COSTOS PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE 2010
- [4] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01
- [5] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), REGULACIÓN No. CONELEC – 005/10
- [6] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), REGULACIÓN No. CONELEC – 006/10
- [7] LA ASAMBLEA CONSTITUYENTE, LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS, ENERO 2008
- [8] CONGRESO NACIONAL DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR, LEY REFORMATORIA A LA LRSE, SEPTIEMBRE DE 2006
- [9] MANDATO ELÉCTRICO APROBADO POR LA ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE DEL ECUADOR, AÑO 2008
- [10] DECRETO EJECUTIVO No. 2713, CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS, DE 7 DE JUNIO DE 2002
- [11] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN DEL ECUADOR 2007-2016
- [12] CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL ECUADOR AÑO 2008.
- [13] REGULACIÓN DEL CONELEC, CÓDIGO 009/00, INDICVES DE GESTIÓN PARA ELABORACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS.



- [14] REGULACIÓN DEL CONELEC, CÓDIGO 006/08, APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE N° 15
- [15] REGULACIÓN DEL CONELEC, CÓDIGO 013/08, REGULACIÓN COMPLEMENTARIA N° 1, PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE N° 15.
- [16] REGULACIÓN DEL CONELEC, CÓDIGO 004/09, REGULACIÓN COMPLEMENTARIA N° 2, PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE N° 15.
- [17] REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN MARCO DE COMPETENCIA. ESQUEMAS BASADOS EN INCENTIVOS, TOMÁS GÓMEZ, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS ALBERTO AGUILERA, JULIO 1999.
- [18] REGULATION OF DISTRIBUTION NETWORK BUSINESS, J ROMÁN, T. GÓMEZ MEMBER IEEE, MADRID SPAIN.
- [19] DISTRIBUTION REGULATION IN COMPETITIVE ENVIRONMENTS: INVESTMENT, PRICING AND ACCS, 15 TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, CIRED'99, NIZA, JUNIO 1999.
- [20] ESTUDIO PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DE COSTO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD), SYSTEP-INECON, CHILE, SEPTIEMBRE DE 2004.
- [21] REGULACIÓN EN EL SECTOR DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, JUAN SEBASTIÁN BERNSTEIN LLONA, SANTIAGO DE CHILE 1999.
- [22] ESTUDIO DE COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN, SYNEX, MERCADOS Y JADRESIC CONSULTING, SEPTIEMBRE 2004.
- [23] MODELOS DE REGULACIÓN E INSTITUCIONES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO, CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA, JUNIO 2003.
- [24] GESTIÓN TARIFARIA ÓPTIMA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MERCADOS ELÉCTRICOS ABIERTOS A LA COMPETENCIA, PAULO MANUEL DE OLIVEIRA DE JESÚS, ABRIL 2002.
- [25] DESARROLLO EMPRESAS MODELO PERU, EDELNOR.



- [26] ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS LIBERALIZADOS A ESCALA INTERNACIONAL, JOSÉ CARLOS FERNÁNDEZ PÉREZ, MADRID, SEPTIEMBRE 2002.
- [27] LA EXPERIENCIA RECIENTE DE CALIFORNIA, SEBASTIÁN Y URBIZTONDO, SANTIAGO 1999.
- [28] CALIFORNIA CAN TAME ITS CRISIS, PAUL L, SEPTIEMBRE 2004.
- [29] A THEORY OF INCENTIVES IN PROCUREMENT AND REGULATION, LAFFONT, J.J. AND J. TIROLE, CAMBRIDGE 1993.
- [30] PERFORMANCE BASED RATEMAKING FOR ELECTRIC UTILITIES, COMNES A., S. STOFT, N. GREENE, AND L. HILL 1995.
- [31] INCENTIVE BASED REGULATION OF ELECTRICITY MONOPOLIES IN NORWAY, GRASTO, KETIL, NVE 1997.
- [32] RESTRUCTURIN AND SALE OF THE ELECTRIC SUPPLY INDUSTRY IN ENGLAND AND WALES, EDISON ELECTRIC INSTITUTE, MAY 1991.
- [33] REVIEW OF PERFORMANCE BASED RATEMAKING PLANS FOR U.S. GAS DISTRIBUTION COMPANIES, LAWRENCE BERKEEY LAB, UNIVERSITY OF CALIFORNIA, NOVIEMBRE 1994.
- [34] THE ARGENTINA POWER BOOK, MANOLEJO A., WILLIAMS, MARCH 1995.
- [35] PROPOSAL OF NORMATIVE FOR REMUNERATION OF DISTRIBUTION AND RETAILING FOR CONSUMERS WITH A REGULATED TARIFF, CNSE, JULY 1998.
- [36] FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA NUEVA REGULACIÓN ELÉCTRICA, PÉREZ ARRIAGA, 1997.
- [37] TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO, BASTOS, C.M., ABDALA, M.A., CHILE 1993.
- [38] PRICE CAP, RATE OF RETURN REGULATION & THE COST OF CAPITAL, THE WORLD BANK GROUP, 1996.



- [39] PRONCIPE OF EFFICIENT PRICING FOR TRANSMISSION & DISTRIBUTION, 1998.
- [40] SETTING THE X FACTOR IN PRICE CAP REGULATION PLANS, JEFFREY I, BERNSTEIN, DABID SAPPINGTON, 1998.
- [41] LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL REINO UNIDO, JOSÉ IGNACIO PÉREZ ARRIAGA, SANTIAGO DIC., 1990.