



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Impacto de la Ley 1715 de mayo 13 de 2014 sobre el sector eléctrico colombiano: análisis de los nuevos actores del mercado

Laura Sofía Hoyos Gómez

Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales
Facultad de ingeniería y arquitectura
Departamento de ingeniería eléctrica, electrónica y computación
Manizales, Colombia
Año 2016

Impacto de la Ley 1715 de mayo 13 de 2014 sobre el sector eléctrico colombiano: análisis de los nuevos actores del mercado

Laura Sofía Hoyos Gómez

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería eléctrica

Directora:

Ph.D. Belizza Janet Ruiz Mendoza

Codirector:

Ph.D. Carlos Edmundo Murillo Sanchez

Línea de Investigación: política y economía de la energía
Grupo de Investigación en Potencia Energía y Mercados
GIPeM

Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales

Facultad de ingeniería y arquitectura

Departamento de ingeniería eléctrica, electrónica y computación

Manizales, Colombia

Año 2016

Jamás habría tenido éxito en la vida si no hubiera prestado a la cosa más mínima la misma atención y el cuidado que he prestado a la más importante. *Charles Dickens*

Dedico este trabajo a mis padres que han sido mi apoyo y mi motor para seguir adelante y lograr todos mis sueños

a Francisco que ha sido mi compañero, amigo y apoyo en este camino

a mi familia que siempre se ha preocupado por mi y me han dado todo su cariño

Agradecimientos

Este trabajo de tesis es el resultado de un esfuerzo conjunto de distintas personas que opinando, corrigiendo, dando ánimo, acompañando me han permitido obtener este resultado; agradezco especialmente a mi tutora Belizza Janet Ruiz que más que una guía en la investigación lo fue y lo es en distintos aspectos de la cotidianidad, sin ella este trabajo nunca se hubiese concretado, gracias por la paciencia, la confianza y el gran apoyo recibido.

A mis compañeros de trabajo del Grupo de Investigación en Potencia, Energía y Mercados (GIPEM), por su compañía, consejos y aportes en este proceso.

A todos ustedes mi mayor reconocimiento.

Esta tesis fue financiada con recursos provenientes del **FONDO NACIONAL DE FINANCIAMIENTO PARA LA CIENCIA, LA TECNOLOGÍA Y LA INNOVACIÓN FRANCISCO JOSE DE CALDAS** y la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE MANIZALES** en el marco del proyecto de investigación Convocatoria 643 Colciencias contrato 548 de 2014 - Planenamiento integrado de la expansión del sistema colombiano de generación y transmisión de energía eléctrica, incluyendo integración de fuentes renovables, almacenamiento, demanda flexible y generación distribuida.



COLCIENCIAS



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Resumen

El objetivo de esta tesis es analizar la inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos dentro del mercado eléctrico colombiano, bajo el contexto de la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014, ley de energías renovables. Este proyecto es de carácter teórico-cualitativo, siendo importante el ordenamiento sistemático y cronológico de la bibliografía que sustenta la investigación. Esto se hace con el fin de interrelacionar las acciones tomadas por las entidades encargadas de promover la inserción de estos actores y de las energías renovables en Colombia.

Antes de abordar el caso colombiano, se traza la trayectoria legislativa de la normativa implementada en tres países denominados estudios de caso. De estos estudios de caso se extrae los factores decisorios que permitieron la inserción de autogeneradores y generadores distribuidos en los mercados eléctricos, tales como incentivos dentro del mercado, cuotas de comercialización y beneficios para estos nuevos actores dentro del mercado eléctrico; además, se identificarán las barreras que han enfrentado y si los cambios realizados han permitido lograr las metas trazadas.

Una vez realizado el análisis de los estudios de caso, se continuaría con una caracterización del sector eléctrico colombiano; posteriormente se muestra la evolución del mercado eléctrico destacando el papel de los actores involucrados; consecutivamente se analiza el origen y estructura de la Ley 1715 de 2014; y finalmente se presenta una propuesta para que la inserción de los dos actores sea efectiva y se cumpla el objetivo de la ley.

Palabras clave: Ley 1715 de 2014, autogeneradores, generadores distribuidos, mercado eléctrico colombiano, mercado eléctrico chileno, mercado eléctrico argentino, mercado eléctrico del Reino Unido.

Contenido

Agradecimientos	IV
Agradecimientos	V
Resumen	VI
Lista de símbolos	IX
1. Introducción	1
2. Caracterización del mercado eléctrico colombiano	5
2.1. Primeras empresas de electricidad en Colombia	6
2.1.1. Empresas de electricidad creadas con capital nacional	6
2.1.2. Empresas de electricidad creadas con capital extranjero	14
2.2. Hacia un mercado de electricidad nacional	17
2.2.1. Intervención del Estado en el sector eléctrico	19
2.2.2. Interconexión eléctrica e inicio del mercado eléctrico a nivel nacional .	21
2.2.3. Crisis y restructuración del sector eléctrico colombiano	24
3. Funcionamiento del mercado eléctrico colombiano, después de la reforma de 1994	30
3.1. Evolución del mercado mayorista de electricidad	30
3.1.1. Marco regulatorio del mercado eléctrico colombiano	31
3.1.2. Generación de última instancia: reconciliaciones	35
3.1.3. Mercado secundario de energía firme: cargo por confiabilidad	39
3.2. Participantes del mercado de electricidad	45
3.2.1. Generadores	46
3.2.2. Transmisores	47
3.2.3. Distribuidores y comercializadores	49
3.3. Operación del mercado eléctrico colombiano	50
3.3.1. Opciones de comercialización dentro del mercado eléctrico nacional .	50
3.3.2. Operación del mercado mayorista de energía: el día anterior a la operación	53
3.3.3. Operación del mercado mayorista de energía: el día de la operación .	54

4. Descripción de la Ley 1715 de 2014	57
4.1. Descripción de la Ley 1715	57
4.2. Análisis de la Ley 1715	64
5. Casos de estudio a nivel de América Latina	67
5.1. Descripción del caso chileno	67
5.1.1. Descripción del mercado eléctrico chileno desde el año 1982 hasta el año 2014	67
5.1.2. Inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el mer- cado eléctrico chileno	72
5.2. Descripción del caso argentino	79
5.2.1. Descripción del mercado eléctrico argentino desde 1992 hasta 2013 . .	79
5.2.2. Inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el mer- cado eléctrico argentino	83
6. Caso de estudio: Reino Unido	89
6.1. Descripción del mercado eléctrico de Reino Unido desde 1990 hasta 2014 . .	89
6.2. Inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el mercado eléctrico del Reino Unido	93
7. Análisis de la inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos con la Ley 1715 de 2014	98
8. Conclusiones y recomendaciones	112
8.1. Conclusiones	112
8.2. Recomendaciones	115
A. Anexo A: energía durante la época de la colonia	116
Referencias	120
Referencias	120

Lista de símbolos

Abreviaturas

Abreviatura	Término
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BM	Banco Mundial
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CND	Centro Nacional de Despacho
COM	Costos de Operación y Mantenimiento
CON	Consejo Nacional de Operaciones
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CSC	Costo de Suministro de Combustible
CTC	Costo de Transporte del Combustible
Electraguas	Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ICEL	Instituto de Colombiano de Energía Eléctrica
IPC	Índice de Precios al Consumidor
ISA	Interconexiones Eléctricas S.A
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MME	Ministerio de Minas y Energía
OEF	Obligaciones de Energía Firme
SDL	Sistema de Distribución Local
SIC	Sistema Interconectado Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
STR	Sistema de Transmisión Regional
TIE	Transacciones Internacional de Corto Plazo
TRM	Tasa Representativa del Mercado
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Expertos del Mercado
ZNI	Zonas No Interconectadas

1. Introducción

Asumiendo los retos en el ámbito internacional, el gobierno colombiano aprobó el 13 de mayo de 2014 la Ley 1715 (El Congreso de Colombia, 2014), que autoriza la participación de dos figuras en el mercado eléctrico colombiano, los Autogeneradores (AG) y Generadores Distribuidos (GD). La reglamentación de la ley se hará en un plazo de doce meses después de la emisión de ésta; este tiempo crea un ambiente favorable para realizar un análisis de si la Ley 1715 promoverá de forma efectiva la inserción de estos dos actores al mercado eléctrico. Para desarrollar esta investigación se realizará un análisis cualitativo del sector eléctrico colombiano *ex ante*, durante y *ex post* de la emisión del documento legislativo; además, se estudiará las medidas tomadas en Chile, Argentina y el Reino Unido para promover la participación de estos dos agentes en sus mercados eléctricos. Esto se hará con el fin de responder preguntas como ¿Cuales reglas del mercado tendrán que modificarse para permitir la operación y funcionamiento de estos nuevos agentes? ¿Cómo contribuirá esta ley a la solución de los problemas de la electrificación en la zonas no interconectadas? ¿La Ley 1715 promueve de forma efectiva la inserción de estos nuevos actores?, entre otras. Este trabajo corresponde a un primer resultado de una investigación cualitativa relacionada con un análisis teórico desde la política y economía de la energía del sector eléctrico colombiano. En una segunda parte se buscará realizar las validaciones cuantitativas de las propuestas con el fin de conocer qué tan pertinentes y efectivas son.

El sector eléctrico a nivel internacional se ha visto afectado por hechos como las crisis petroleras, que impulsaron la búsqueda de nuevas fuentes energéticas y transformaron la política energética en todo el planeta. Las iniciativas emprendidas tomaron mayor relevancia en la década de los noventa debido a las preocupaciones por los impactos ambientales causados por la quema de combustibles fósiles, lo que hizo que se cuestionara el modelo de operación del sector energético a nivel mundial. Simultáneamente, en la misma década se llevaron a cabo reformas en los sectores energéticos de algunas regiones del mundo. En América Latina se siguieron las directrices emanadas por el consenso de Washington, es por eso que los nuevos documentos legislativos en casi todos los países de la región presentaron cambios en la naturaleza jurídica y el derecho de la propiedad de las empresas, en la organización productiva, en el modelo de gestión y funcionamiento, y en el marco regulatorio (CEPAL, OLADE y GTZ, 2003). Chile, seguido por Argentina, fueron los primeros en incorporar las medidas de liberalización y privatización en los segmentos de generación y distribución (Millán, 2006). Colombia siguió esta línea mediante la introducción de un nuevo régimen para el subsector

eléctrico, que segmentó la estructura vertical de las compañías para luego privatizarlas, esto fue legalmente soportado por la ley eléctrica (El Congreso de Colombia, 1994b) y en la ley de servicios públicos domiciliarios (El Congreso de Colombia, 1994a).

Con estas nuevas iniciativas se promovió el uso de tecnologías de información y comunicación para flexibilizar los sistemas eléctricos (Martinot, Mastny, Rosbotham, Suding, y Lempp, 2006), se incentivó la realización de mejoras incrementales en tecnologías ya existentes (Electric Power Research Institute, 2009), se incorporó nuevas tecnologías e innovaciones en el sector eléctrico, entre ellas, las plantas de generación eléctrica que usan fuentes de energía renovable, en algunos casos, se conectaron dichas plantas a los sistemas de transmisión y distribución mediante la conmutación de equipos derivados de la electrónica de potencia, se incentivó la operación en modo aislado, se impulsó el uso de sistemas de almacenamiento con el fin de apoyar el funcionamiento de microrredes para el suministro eléctrico a poblados pequeños (J. Momoh, 2012), todo lo anterior permitió el ingreso de nuevos actores a los mercados eléctricos, modificando su operación y funcionamiento y por ende la normatividad. Las transformaciones se han dado a tal punto, que hoy los sistemas de potencia son considerados sistemas socio-técnicos (L. Momoh James y Mili, 2009), constituidos por factores socio-económicos derivados de los actores que interactúan en dos vías, como consumidores y como generadores. Además, tales transformaciones buscan, entre otros aspectos, el incremento de la resiliencia de los sistemas eléctricos en todo su conjunto (Bollen y Hassan, 2011).

Atendiendo todas estas transformaciones que se han dado a nivel internacional, quienes dirigen y piensan la política del sector eléctrico del país MME, CREG y UPME deberán responder las preguntas sobre cómo se incorporará el sector eléctrico a todas estas nuevas tendencias. Actualmente, se ha dado un primer paso con la Ley 1715 de 2014; sin embargo, el documento legislativo muestra vacíos normativos respecto a la participación de los nuevos actores en el mercado eléctrico colombiano, motivo por el cual desde ya se vislumbra que esta ley no promoverá de forma efectiva la inserción de estos agentes. Esto impulsa para que desde la academia se presenten propuestas que contribuyan a integrar estos actores al mercado eléctrico colombiano y a las zonas no interconectadas.

Para lograr lo anterior, se caracterizará el mercado eléctrico colombiano antes y después de la reforma de 1994, se hará una descripción del funcionamiento del mercado eléctrico creado desde 1995, se analizará que modificaciones introduce la Ley 1715, haciendo énfasis en los AG y GD; para poder poner esto en contexto se realizarán tres casos de estudio, cada caso corresponderá a una región del mundo donde ya se haya instituido una política de promoción de fuentes de energía renovable bajo las categorías de autogeneración y generación distribuida, y se tengan resultados sobre el desempeño de estos actores dentro de dichos mercados eléctricos. Y finalmente con base en todos los datos obtenidos y analizados se formulará un conjunto de reglas operativas para los nuevos actores del mercado dentro del mercado

eléctrico colombiano. Estas propuestas estarán basadas en la experiencia adquirida en los países de estudio.

Cada uno de los objetivos planteados se desarrollará en un capítulo. En el capítulo 2 se abordan las transformaciones del mercado eléctrico colombiano. En una primera parte se muestra el origen del mercado, constituido por monopolios regionales mixtos o privados sin regulación por parte del Estado. En una segunda parte, se aborda el cambio del rol del Estado frente al sector eléctrico que se da a través de la promulgación de leyes y creación de entidades designadas para regular el mercado eléctrico. Dentro de las entidades constituidas se destaca ISA S.A., creada en 1967, a la cual se le designa la tarea de interconectar las principales empresas de electricidad del país a fin de avanzar hacia la un mercado eléctrico a nivel nacional. En una tercera parte, se expone los temas relacionados con la restructuración del sector eléctrico iniciada desde mediados de la década de los ochenta y principios de la de los noventa.

En el capítulo 3 se muestra la evolución del mercado eléctrico colombiano, establecido después de la reforma de la década de los noventa. Se describen las diferentes normas que rigen la participación de los agentes dentro del mercado eléctrico, así como el esquema de generación fuera de mérito y el cargo por confiabilidad, esquemas que podrían verse trastocados con la introducción de los AG y GD. Adicionalmente, se hace una síntesis del esquema con el cual opera el mercado eléctrico colombiano, y en el cual deberán integrarse los AG a gran escala y los generadores distribuidos.

En el capítulo 4 se presenta la descripción de la Ley 1715 de 2014 que integra las energías renovables en el sistema eléctrico nacional, impulsa la respuesta de la demanda como complemento de las acciones de uso racional y eficiente de la energía, e introduce dos actores al mercado eléctrico. Para esto, se presentan las definiciones, los objetivos, modificaciones y funciones de las entidades sectoriales y el sistema de seguimiento y control. El capítulo finaliza con el análisis del documento legislativo.

En el capítulo 5 y 6 se realiza el estudio de los países caso de estudio, Chile, Argentina y el Reino Unido, en la primera parte se hace una síntesis de la transformación del mercado eléctrico de estos países antes y después de la inserción de los AG y GD; en la segunda parte se muestran las medidas y modificaciones realizadas para facilitar el ingreso de estos agentes al mercado eléctrico de cada país.

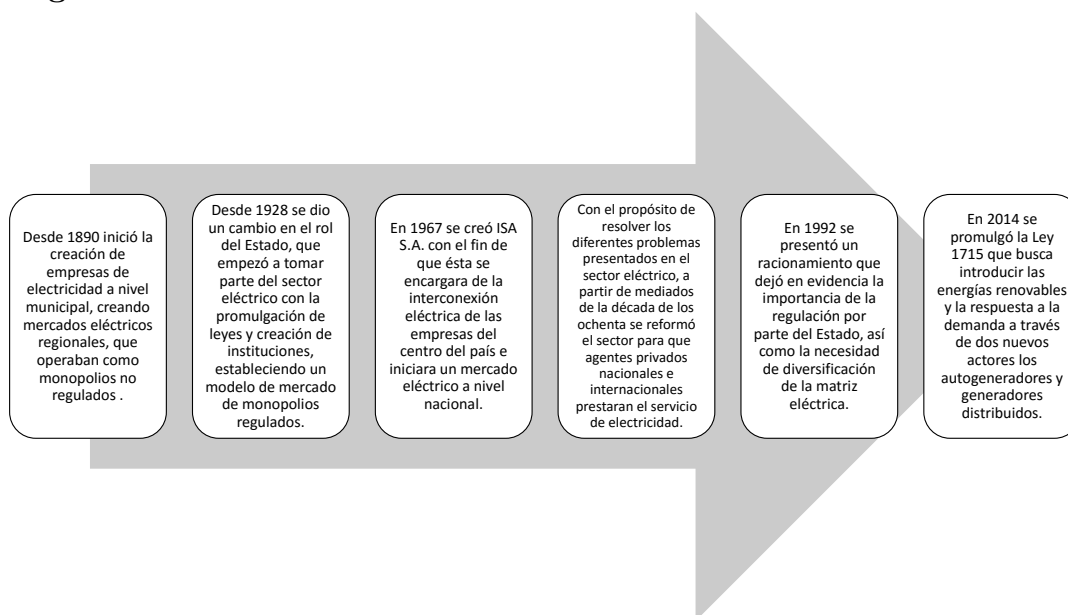
En el capítulo 7 en una primera parte se hace una recopilación de las normas emitidas antes y después de la promulgación de la Ley 1715 que regirán a los AG y GD. En la segunda parte, se hacen unas propuestas para facilitar la integración de estos dos nuevos actores al mercado eléctrico, tomando como base el análisis cualitativo de los mecanismos implementados en los países caso de estudio, debido a que la reglamentación vigente en Colombia deja vacíos

normativos que dificultarán la inserción de los AG y GD en el sistema interconectado nacional y en las zonas no interconectadas. Finalmente en la capítulo 8 se muestran las conclusiones y recomendaciones del trabajo de investigación.

2. Caracterización del mercado eléctrico colombiano

En este capítulo se presentan las diferentes transformaciones del mercado eléctrico colombiano (ver Figura 2-1). Se inicia en la década de los 1890 con la creación de mercados eléctricos a nivel regional, que fueron constituidos por empresas de electricidad municipales o departamentales, resaltando los modelos administrativos más relevantes de esa época. Luego se muestra la intervención del Estado en el sector eléctrico, que inició en la década de 1920, y la constitución de un mercado eléctrico a escala nacional, impulsado por la creación de ISA S.A., entidad encargada de la interconexión eléctrica de las principales empresas de electricidad del centro del país. Posteriormente, se destacan los temas relacionados con la restructuración del sector eléctrico en la década de 1990, desatada, entre otros factores, por el racionamiento hídrico de 1992. Finalmente, se describe la Ley 1715 de 2014 con la cual se busca introducir las energías renovables, a través de los autogeneradores y generadores distribuidos, dentro del mercado eléctrico colombiano.

Figura 2-1. Síntesis de la evolución del sector eléctrico desde 1890 hasta 2014



Fuente: elaboración propia

2.1. Primeras empresas de electricidad en Colombia

El deseo de progreso por parte de inversionistas privados impulsó la introducción de una forma moderna de energía, no sólo para iluminar casas y calles sino también para estimular la naciente industria colombiana, que aún obtenía la fuerza mecánica de las yuntas de bueyes y de molinos impulsados por viento o por agua (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 90). Los problemas no resueltos en relación al alumbrado público (ver Anexo A) promovieron la creación de empresas municipales o departamentales que prestaban el servicio de electricidad (ver Tabla 2-1) dando origen a mercados eléctricos regionales, y dos modelos administrativos de empresas: unas creadas con capital nacional, de inversionistas privados, gobiernos municipales o departamentales, y otras creadas con capital privado internacional (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 82).

Tabla 2-1. Algunas empresas de electricidad creación y propiedad

Empresa	Creación	Región	Nivel administrativo/Propiedad
Bogotá Electric Light Co.	6 de julio de 1891	Bogotá	Nacional/Privado
Samper Brush y Cía.	14 de agosto de 1896	Bogotá	Nacional/Privado
Compañía Nacional de Electricidad	20 de abril de 1920	Bogotá	Nacional/Estado
Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá S.A. (EUEEB)	Febrero de 1927	Bogotá	Municipal/Estado
La Compañía Colombiana de Electricidad	1909	Varias regiones del país	Internacional/Privado
Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas	1895	Medellín	Municipal/Estado

Fuente: elaboración propia, datos tomados de (de la Pedraja Tomán, 1985)

2.1.1. Empresas de electricidad creadas con capital nacional

Las empresas creadas con recursos nacionales surgieron, principalmente, de la iniciativa de algunos empresarios que deseaban dar un impulso a sus fabricas a través de una forma moderna de energía. Algunas de estas empresas de electricidad, fueron parcialmente apoyadas por los gobiernos a nivel municipal o departamental. Otro modelo administrativo de empresas fue el creado por entidades extranjeras, las cuales llevaron electricidad a regiones, que aún para los estándares colombianos, se encontraban rezagadas. En la mayoría de las empresas regionales se evidencia la ausencia del gobierno nacional, situación que permitió el desarrollo de un sector eléctrico desarticulado y heterogéneo técnicamente y administrativamente.

Empresas de electricidad bogotanas y su aporte al país

La capital del país fue pionera en la creación de empresas municipales que suministraban electricidad, principalmente para la iluminación de casas y calles. Posteriormente, con el crecimiento del consumo, algunas de esas empresas se transformaron en sociedades mixtas para conseguir un mayor flujo de capital. El ejemplo de las empresas bogotanas tuvo gran

impacto en las principales ciudades del país, que veían posible la creación de compañías de energía eléctrica a nivel regional para suplir la demanda.

“En 1886, el Gobierno Nacional contrató con la firma Ospina Hermanos de Medellín, Carriosa de Bogotá y Rafael Espinosa el alumbrado eléctrico para la capital” (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 23)

Así se creó *The Bogotá Electric Light Co.*, primera empresa de alumbrado en Bogotá que usó plantas a vapor para generar electricidad¹. No obstante, la empresa sólo operó hasta 1905 debido a los múltiples problemas que afrontó durante su funcionamiento². Circunstancia que inspiró a los empresarios capitalinos a continuar en la búsqueda de soluciones a este problema.

Unos de los empresarios que se embarcaron en la búsqueda de soluciones fueron los Samper, quienes el 14 de agosto de 1896 crearon la empresa de electricidad Samper Brush y Cía. Con el fin de superar uno de los principales problemas afrontados por *The Bogotá Electric Light Co.*, los Samper decidieron usar la fuerza hidráulica para generar electricidad³. Debido al buen funcionamiento de la empresa, en 1902, sólo dos años después de entrar en operación su planta hidroeléctrica El Charquito, la demanda superó la capacidad de uno de los generadores (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 126). Este escenario, sumado a los cambios presentados con la finalización de la guerra de los mil días en 1903, les mostró a los Samper la necesidad de incrementar la capacidad instalada (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 138); motivo por el cual ese mismo año Santiago Samper inició la elaboración de un nuevo estatuto con el fin de transformar la compañía en una sociedad anónima y así conseguir los recursos suficientes para financiar los ensanches de la hidroeléctrica. Fue así que un año más tarde, en 1904, la Samper Brush y Cía pasó a ser la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá.

El 30 de marzo de 1904 se aprobó la transformación de la empresa Samper Brush y Cía. en la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá (CEEB). Dos años después de creada, la CEEB

¹El sistema de alumbrado público en la ciudad de Bogotá inició con 100 lámparas de carbón de arco luminoso, paulatinamente éstas se fueron incrementando hasta llegar a 200. No obstante, el carbón que usaban las lámparas se gastaba rápidamente, causando dificultades en la prestación del servicio, una solución planteada por la compañía fue la fabricación de los carbones aunque tuvieran menor eficiencia (de la Pedraja Tomán, 1985).

²Los principales problemas fueron el transporte de la maquinaria a lomo de mula desde Honda hacia Bogotá, el desabastecimiento de carbón mineral que dificultó la operación eficiente, y la mora en los pagos del servicio de alumbrado por parte del municipio (de la Pedraja Tomán, 1985).

³El uso de la fuerza hidráulica para generar electricidad no fue la única innovación que esta empresa introdujo al naciente mercado eléctrico de la capital del país, las más documentadas fueron el uso de la bombilla incandescente para la iluminación de casas, la venta de electricidad a las industrias, y el uso de redes de electricidad subterráneas (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 115).

asumió con alto riesgo el alumbrado de calles de la capital del país. Este nuevo compromiso incrementó la necesidad de realizar ensanches en su planta generadora. Sin embargo, la inestabilidad económica del país, generada por la guerra de los mil días, no permitió que dichas obras se llevaran a cabo (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 150). Sumados a los problemas económicos, la empresa afrontó una disminución en el caudal del río Bogotá que abastecía El Charquito, motivo por el cual en 1906 se autorizó la construcción de la represa del río Alicachín, que se convirtió en la primera represa construida para generar electricidad en Colombia.

A fin de poder finalizar las obras emprendidas e iniciar nuevas, la empresa debió hacer una constante emisión de bonos para capitalizarse (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 74), lo que hizo que la propiedad de la empresa cambiara. Adicionalmente, a lo largo de su existencia debió lidiar con bajos caudales de los ríos Alicachín y Bogotá, que afectaron su funcionamiento y el crecimiento de la demanda que rápidamente superaba la capacidad instalada. Esta situación condujo a la instalación de unidades de generación térmicas que incrementaron los costos de operación en un 33 % (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 79). Aunado a lo anterior, el gobierno municipal no había cancelado la deuda por la prestación del servicio de alumbrado de la ciudad, tan sólo en 1919, la compañía y el gobierno municipal llegaron a un acuerdo de pago, con el cual la empresa pudo emprender las obras de ensanche necesarias; no obstante, la demora en las obras resultó tener *“un costo [...] más alto para el país que para la Compañía de Energía”* (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 81)

El 15 de abril de 1920, la CEEB reajustó los precios de las tarifas, que no habían cambiado desde 1904, con el fin de asegurar los recursos financieros para ensanchar el parque generador y así garantizar el suministro de electricidad hasta 1930. El reajuste ocasionó gran descontento entre los usuarios que pidieron la municipalización de la compañía. Como consecuencia la reducción paulatina del precio de las tarifas por parte de la CEEB en 1925, sirvió para generar competencia con la Compañía Nacional de Electricidad (CNE), nueva empresa de electricidad de propiedad mixta⁴ (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 399). No obstante, los problemas que encaraba la CEEB no eran ajenos a las otras compañías, y menos a la competencia, la CNE. La situación económica afrontada por las compañías de suministro de electricidad de Bogotá condujo a que, el 4 de noviembre de 1926, se firmara un acuerdo de fusión entre la CEEB y la CNE, impulsado por el gobierno municipal que tenía en su poder el 50 % de las acciones de la primera compañía y era socio de la segunda. La fusión finalmente se concretó el 1 de septiembre de 1927, dando origen a las Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá (EUEEB).

⁴La Compañía Nacional de Electricidad se creó en 1920 con capital proveniente del gobierno de Cundinamarca, que aportó COP \$ 30.000 en acciones, de las familias Davila y Ospina, y ciudadanos del común sumando un total de COP \$ 1.000.000 (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 399).

La EUEEB heredó, de las empresas que le dieron origen, una capacidad instalada de 17.895 kW, distribuida en dos plantas hidráulicas y una térmica, y una red de distribución con la cual abastecía de electricidad a pueblos cercanos de la ciudad de Bogotá (Empresa de energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 2000). Adicionalmente, heredó los problemas económicos que aquejaban a sus antecesoras obligando a la nueva empresa a operar a su máxima capacidad. En 1930, ésta consiguió un crédito por US \$ 1.800.000 con la *Motor Colombus Co.* para financiar las obras de ensanche y mantenimiento de sus plantas generadoras; sin embargo, los créditos internacionales cambiaron el esquema de propiedad de la empresa y “*se convirtieron en un caballo de Troya para apoderarse de las Empresas Unidas de Energía Eléctrica*” (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 89), dejando al municipio y a los socios extranjeros como mayores accionistas de la empresa.

Con los recursos conseguidos a través de crédito en el exterior, fue posible emprender nuevas obras de ensanche y mantenimiento, y al mismo tiempo incrementar sus propios fondos, mejorando así el panorama financiero de la empresa. No obstante, la gran depresión que sumió a Colombia en una crisis económica afectó a la compañía, debido a que el concejo municipal realizó una reducción en las tarifas de electricidad, lo que confluía en la detención de los procesos de expansión. A pesar de la reducción tarifaria, la empresa reportó ganancias a sus accionistas, gracias a su adecuada planificación, y continuó pagando oportunamente los impuestos (Empresa de energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 2000).

A raíz de la buena fortuna de la empresa y de la difícil situación económica del país, surgieron dos posturas. La primera era reactivar las obras de ensanche en el Muña y el Guavio. La segunda posición era prestar ayuda a los afectados por la crisis por medio de subsidios. Finalmente, se tomó la segunda opción, desembocando en un atraso en la construcción de los ensanches proyectados y condenando al país al subdesarrollo (de la Pedraja Tomán, 1993). Para continuar con las obras de expansión, la compañía debió hacer una primera y segunda emisión y venta de acciones en 1939 y 1941 respectivamente, ambas emisiones tuvieron éxito. El dinero captado fue destinado a la operación de la empresa y construcción de la represa El Muña, descartando por el momento el Guavio. No obstante, con las repetidas emisiones de acciones y los empréstitos contraídos por la compañía, los inversionistas extranjeros adquirieron gran parte de la empresa y para 1943 estos eran propietarios de cerca del 50 %.

Con el cambio de políticas de gobierno unos años atrás, el interés del municipio para que la empresa volviera a sus manos creció, y desde 1944 buscó llevar a cabo esta transacción. En 1946, la compañía por medio de un contrato la otorgó la opción de compra al municipio. Durante los años de 1956 a 1959 el municipio y la compañía ultimaron detalles de la municipalización de la empresa; y en 1959 se puso fin a Empresas Unidas de Energía Eléctrica de

Bogotá S.A. y se dio origen a Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá (Empresa de energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 2000).

Las empresas constituidas en la capital del país muestran que el deseo de progreso de un pueblo son un fuerte estímulo para la consecución de los objetivos planteados; muestra de eso son las iniciativas de creación de empresa y el apoyo del público a través de la compra de bonos para la capitalización de las mismas. Además, estas empresas muestran la importancia de la intervención del Estado para fortalecer e impulsar cualquier sector. En el caso de Bogotá, el apoyo gubernamental se dio de forma intermitente, situación que dificultó la consolidación de las empresas del sector, en relación a esta cuestión, la situación de Medellín fue diferente. Este proceso lo analizaremos a continuación.

Electricidad en Medellín, ejemplo del modelo público

El inicio de la prestación del servicio eléctrico en Medellín fue posible gracias al decidido apoyo por parte de los gobiernos municipales y departamentales, y a los empresarios antioqueños que veían en la electricidad una forma de energía capaz de impulsar la industria, y consecuentemente el desarrollo de su región. Además, en esta región del país se gestó un exitoso modelo de empresas de servicios públicos, que opera en la actualidad, y da ejemplo de que la intervención y apoyo del gobierno es fundamental para impulsar una empresa y un sector.

En 1985 se estableció la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas, primera empresa mixta del país con participación del gobierno departamental, municipal y el sector privado (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 92). Debido a la gran acogida que tuvo la empresa, ésta debió trabajar a su máxima capacidad para atender la demanda. Al rápido crecimiento de la demanda se sumó la sequía de 1914, que obligó la instalación de una planta térmica de 250 kW, financiada, principalmente, por el municipio quedando éste como principal accionista. Esta intervención hizo que en octubre de 1918 la empresa se transformara en La Empresa de Energía Eléctrica de Medellín (EEEM) (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 26).

En 1920 con el respaldo del municipio, la EEEM consiguió un préstamo con *The Equitable Trust Co* por US \$ 2.500.000 para iniciar las obras de expansión y modernización (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 94). Las obras emprendidas dejaron a la empresa con una capacidad instalada que sobrepasaba la demanda; motivo por el cual, el concejo municipal redujo el precio de las tarifas. La medida tomada ocasionó que en 1926, nuevamente, la capacidad instalada fuera insuficiente para atender la demanda. Como solución al escenario afrontado, en 1928 y 1929, se instalaron plantas térmicas que aportaron una capacidad de 1.700 kW; esto naturalmente hizo que las tarifas crecieran, generando inconformidad en la población.

No obstante, en 1932 cuando entró en funcionamiento Guadalupe I, la empresa pudo realizar una reducción de las tarifas. El incremento de la capacidad instalada y la reducción en las tarifas dinamizó la economía de la región, e incrementó el consumo de electricidad a nivel residencial e industrial.

En 1936, los amplios márgenes de reserva de capacidad instalada se agotaron, requiriendo que se emprendieran nuevas obras de ensanche. Sin embargo, ni el municipio, ni los bancos nacionales tenían la capacidad financiera de solventar dichas inversiones. Situación que fue superada mediante la obtención de empréstitos con el *Export-Import Bank* y dinero aportado por los industriales antioqueños (de la Pedraja Tomán, 1993). Con los recursos disponibles, la empresa inició la ampliación de planta de generación eléctrica Río Grande; debido a que el proyecto requería de la construcción de túneles subterráneos para transportar agua, los primeros de su tipo en Colombia, la obra avanzó lentamente, y cuando se afrontó una nueva temporada de sequías, la compañía tuvo que implementar soluciones transitorias e iniciar el ensanchamiento de Guadalupe, mediante la instalación de un generador de 10 MW que pasó a ser la planta eléctrica Guadalupe II. Con la instalación de la nueva capacidad la empresa pudo superar, temporalmente, los problemas de abastecimiento de la demanda; sin embargo, ésta tuvo dificultad para financiar las obras que había emprendido en Río Grande.

Con el fin de solventar la nueva situación, la compañía acudió por segunda vez al *Export-Import Bank*, quien condicionó el otorgamiento de un nuevo crédito a la realización de un estudio del funcionamiento financiero y técnico de la compañía. Las conclusiones del estudio realizado por la entidad crediticia fueron enfáticas en que el principal problema de la compañía radicaba en su junta directiva, que al estar altamente politizada impedía la toma de mejores decisiones. A pesar de las conclusiones del documento, se llegó a un acuerdo entre el banco y el municipio de Medellín, consiguiendo el crédito para finalizar la construcción de Río Grande en 1952 (de la Pedraja Tomán, 1993).

Otra de las conclusiones del documento resaltó la importancia de re-invertir las ganancias, para ensanchar el parque generador y mejorar los estudios técnicos que conducían las obras. Por lo anterior, el municipio decidió adquirir la totalidad de la empresa, con el fin de tomar el control de los recursos del municipio e instaurar un único modelo de gestión de las empresas públicas de la ciudad. Por medio del Acuerdo 58 de 1955, el concejo de Medellín fusionó las empresas de acueducto, alcantarillado, telefonía y electricidad dando origen a Empresas Públicas de Medellín (Empresas Públicas de Medellín, 2016).

El trabajo conjunto de los gobiernos municipales y departamentales, y de los empresarios y ciudadanos del común logró que Medellín contara con el servicio de electricidad. Esto permitió que esta región se industrializara y desarrollara económicamente, mejorando la calidad de vida de sus pobladores. Dando ejemplo de que aun sin grandes recursos de empresas

extranjeras y del gobierno nacional es posible consolidar un exitoso modelo de gestión de empresa de servicios públicos en Colombia. El ejemplo del modelo de empresa instaurado en Medellín fue reproducido en otras regiones del país, que analizaremos a continuación.

Electrificación en el resto del país

La creación de empresas en algunas regiones del país se dio principalmente por el interés de empresarios nacionales o por los gobiernos municipales. Sin embargo, el apoyo intermitente por parte del gobierno en todas sus escalas no permitió que estas empresas se consolidaran como una solución energética a largo plazo. Esto a su vez, produjo que algunas regiones mostraran un progreso más lento en su electrificación con respecto a otras, generando rezagos económicos que desembocaron en menor nivel de calidad de vida de sus pobladores.

En Santander, se dio un modelo de empresa creada con capital privado nacional, departamental, municipal y de la ciudadanía; y a diferencia de otras empresas de su clase, el apoyo de los entes gubernamentales fue fundamental para su funcionamiento⁵. La compañía desde sus inicios prestó el servicio de electricidad a las industrias nacientes de Bucaramanga, generando crecimiento económico. En 1893, a fin de conseguir recursos para las obras de ampliación, la empresa se transformó en la Compañía Anónima Eléctrica de Bucaramanga; sin embargo, el inicio de la guerra de los mil días, y la devaluación de la moneda nacional, la afectaron financieramente. Esta situación condujo a que desde 1902 prestara el servicio de forma intermitente, con grandes deficiencias y sin ampliar su cobertura.

Las deficiencias en el servicio eléctrico impulsó a algunas fabricas, como la de Penagos Hermanos, a crear su propia planta de generación de electricidad. Así en 1910, los hermanos Penagos inauguraron su planta hidroeléctrica en Floridablanca, la cual continuó creciendo hasta transformarse en 1927 en la Compañía Eléctrica Penagos. Esta empresa contaba con la ventaja de que en el taller de fundición de propiedad de los hermanos Penagos se fabricaban y reparaban la mayoría de las piezas que se requerían para el funcionamiento de la hidroeléctrica. Así, esta empresa se convirtió en un ejemplo de innovación, evitando la importación de equipos, que retrasaban el inicio de obras de ensanche en las plantas de todo el país.

⁵El 30 de agosto de 1891, la empresa de los primos Jones inauguró en Santander el alumbrado de calles con lámparas de arco; lamentablemente, tres días después el servicio fue suspendido por un derrumbe sobre la bocatoma de la planta Chitota, que destruyó gran parte del edificio y dañó la maquinaria de la planta. Fue precisamente en ese momento cuando el apoyo del gobierno departamental, mediante el pago adelantado de las cuentas del alumbrado público y el envío del ejército, la policía y los presos para que trabajaran en la reconstrucción de la planta, se tornó fundamental. El servicio fue restablecido tres meses después, permitiendo la iluminación de las casas mediante el uso de lámparas incandescentes (de la Pedraja Tomán, 1985).

La compañía de los hermanos Penagos y la Compañía Eléctrica Anónima de Bucaramanga no contaban con los recursos financieros suficientes para emprender las obras de ampliación que requería la ciudad. Además, el decidido apoyo inicial dado por el gobierno departamental fue disminuyendo, por lo que en 1928 se iniciaron negociaciones para la fusión de las dos empresas y un año después se dio origen a la compañía eléctrica de Bucaramanga.

En el Norte de Santander se constituyó la compañía unida eléctrica del norte el 1 de septiembre de 1914, que como innovación integró varios municipios a su red creando el primer mercado de electricidad que unía a más de un municipio. Dos años después de fundada, la compañía inició el suministro de electricidad para la iluminación del municipio Salazar y pocos años después, con el apoyo de la gobernación, más municipios construyeron redes de electricidad para unirse a la compañía. La necesidad de nuevas obras para el abastecimiento de la demanda hizo que el gobierno departamental aportara mayor cantidad de recursos a la empresa, así esa compañía se consolidó como una empresa exitosa con apoyo gubernamental. No obstante, ese modelo de empresa no funcionó en todos los casos; en Tolima, Huila, Manizales y Pasto no tuvo éxito, lo que hace pensar que no siempre el mismo modelo funciona en todas las regiones incluso dentro del mismo país, y por lo tanto es necesario hacer reformas que se adapten a las necesidades y condiciones de cada lugar.

En 1884 Santa Marta inició su electrificación, aunque sólo fue efectiva en 1893, y en 1909 esta actividad pasó a manos extranjeras. En 1882 la Compañía de Energía Eléctrica de Barranquilla tenía una planta térmica que suministraba electricidad a los hogares, al alumbrado público y posteriormente a la industria. En 1900 el departamento tenía una capacidad instalada superior a la consumida, pero en 1925 el ritmo de crecimiento se desaceleró, dejando al departamento con un bajo margen de reserva, principalmente, por la poca disponibilidad de fuentes energéticas cercanas a los centros de consumo, especialmente caídas de agua. Esto limitó la generación de electricidad al uso de plantas térmicas, cuyo insumo era el carbón mineral, que al ser importado encarecía el servicio. Las empresas de esta región producían energía a un precio muy elevado por el uso de combustible importado, y no contaban con el capital suficiente para llevar a cabo los ensanches de sus plantas, por lo que en la década de 1930 todas las empresas de la costa Atlántica fueron adquiridas por la Compañía Colombiana de Electricidad.

Uno de los ejemplos donde fue evidente la influencia de intereses personales es el antiguo Cauca, donde hubo dos procesos de electrificación diferentes, el del Valle del Cauca y Cauca. La capacidad instalada en cada una de las regiones mostraba diferencias significativas, mientras que en la primera se instalaron 10 plantas de generación que aportaban una capacidad instalada de 1.430 kW, en la segunda sólo se contaba con una capacidad instalada de 296 kW en tres plantas de generación, lo que representaba un margen de cobertura bajo. El progreso de electrificación en el Valle del Cauca se impulsó gracias a la inversión privada nacional,

principalmente de los ingenios azucareros; mientras que en el Cauca, la falta de un parque industrial que inyectara recursos para la electrificación y la influencia del concejo municipal limitó el acceso a este servicio (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 121), por lo que hasta la actualidad ésta es una región golpeada por la pobreza y la inseguridad. A pesar de que el progreso en la electrificación de las dos regiones fue diferente el resultado fue el mismo, las empresas tanto del Cauca como del Valle del Cauca fueron vendidas a la Compañía Colombiana de Electricidad.

En algunos casos, la limitación del servicio a ciertos sectores estancó el desarrollo de algunas regiones; ese fue el caso de Boyacá, donde la empresa de electricidad prestaba el servicio sólo al sector residencial y al municipio mediante el alumbrado público; sin embargo, el dejar por fuera al sector industrial afectó directamente el crecimiento de ese sector, y por ende el de la economía de la región. Además, *“era claro que Boyacá sufría escasez de capitales, falta de visión empresarial y ausencia de apoyo del gobierno, lo cual impedía que tuviera una adecuada electrificación para finales de los años veinte”* (de la Pedraja Tomán, 1985, págs. 117-118).

Lo sucedido en Boyacá muestra que a pesar de las numerosas caídas de agua con las que contaba el departamento, la falta de apoyo por parte del gobierno, y la falta de interés por sector eléctrico, situación que se repitió en diferentes departamentos del país, no permitieron que en Colombia se diera un desarrollo mayor. Además, las influencias de poderes políticos fueron un factor en contra de diferentes empresas que hubieran podido impulsar la economía del país y contribuir a superar la pobreza y tal vez hasta el subdesarrollo. A pesar de los problemas presentados, el empeño de algunos particulares y en algunos casos de los gobiernos municipales, permitieron al menos que en el país se cambiara la forma de iluminar las calles y casas, así como dar un impulso a la naciente industria colombiana.

Las empresas de electricidad creadas con apoyo de los industriales y gobiernos locales no se repitió en todo el país. Esto permitió que empresas creadas con capital extranjero penetraran en las regiones donde no se tenía acceso a la electricidad. Los modelos más relevantes instaurados se analizarán a continuación.

2.1.2. Empresas de electricidad creadas con capital extranjero

En Colombia, el modelo de empresa creadas por empresarios privados, apoyados en algunas ocasiones por los gobiernos municipales y departamentales, no fue el único que operó. Paralelamente, existieron empresas de capital extranjero que llegaron para constituir un monopolio privado del servicio eléctrico; sin embargo, la mala prestación del servicio, entre otros factores, de estas empresas condujo, después de varios años de operación, a su nacionalización.

Compañía Colombiana de Electricidad

La Compañía Colombiana de Electricidad (CCE), filial de la *American and Foreign Power Company*, llegó a Colombia en 1927 cuando compró las compañías de electricidad en la costa Atlántica y Pacífica. La CCE desde su llegada buscó la monopolización del mercado eléctrico colombiano; para ello adquirió diferentes empresas de servicios públicos a nivel regional. Sin embargo, la expansión de la CCE se vio truncada por la oposición del concejo municipal y la ciudadanía de Popayán y Bogotá, impidiendo así la construcción de la red eléctrica nacional, que hubiese conectado las empresas colombianas con las que esta compañía tenía en Ecuador. A pesar de que la CCE no logró la construcción de una red de transmisión nacional, ésta llevó electricidad a zonas⁶ que, aún para los estándares colombianos, se encontraban rezagadas en su electrificación, después de casi veinte años de que la electricidad llegara a Colombia.

Después del intento fallido para adquirir la empresa de electricidad de Bogotá en 1927, la CCE, finalmente, en 1931, con la ayuda del presidente Enrique Olaya Herrera, compró parte de las acciones que tenía el municipio de las Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 177); este evento, después de la entrega de valiosos yacimientos petroleros a manos estadounidenses, “constituía el punto de mayor avance en la penetración del imperialismo en Colombia” (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 144). Cinco años después de la adquisición de parte de la compañía bogotana, la *American and Foreign Power Company* tomó la decisión de no enviar más recursos financieros a su filial en Colombia, con esta medida paralizó la compra de otras empresas de electricidad; en definitiva, la baja utilidad de la compañía, de apenas un 1 %, desincentivaba la inversión en Colombia. Esta decisión, obligó a la CCE a financiar su operación con recursos propios, desembocando en una crisis financiera, y paralizando cualquier obra de ampliación de la capacidad instalada, lo que provocó interrupciones del servicio de electricidad en algunas regiones. Esta situación fue aprovechada por algunos políticos regionales para generar descontentos hacia la empresa, y pedir su expropiación, solicitud que fue presentada en Barranquilla en 1939; no obstante, esta petición precipitó acontecimientos que, paradójicamente, permitieron que la empresa extranjera siguiera en Colombia (de la Pedraja Tomán, 1985).

La baja rentabilidad de las empresas colombianas, que adquirió la CCE, condujo a que desde la misma *American and Foreign Power Company* se buscara la nacionalización de esas empresas; una de las principales razones de la baja rentabilidad fue que el Departamento de Empresas de Servicios Públicos, estaba reticente a aprobar un alza en las tarifas; no obstante, la compañía, establecida en Colombia antes de la creación de este departamento, anunció que demandaría al Estado debido a que ésta firmó contratos en condiciones más

⁶La Compañía Colombiana de Electricidad prestó el servicio eléctrico a diferentes municipios de la sabana de Bogotá; en la costa Atlántica tenía presencia en Ciénaga y Aracataca; y en el interior del país en Honda, Girardot y Zipaquirá (de la Pedraja Tomán, 1985)

favorables que las dictadas por esta entidad; el anuncio de la compañía de iniciar un litigio con el Estado llevó a que este último emitiera el 13 de noviembre de 1940 un decreto que permitía cobrar a la CCE las tarifas que ésta considerara adecuadas. Esta decisión hizo que las protestas contra la empresa se incrementaran, obligando a los gobiernos municipales a tomar decisiones; particularmente, al municipio de Cali decidió comprar los activos de esa empresa, con el de poner fin a las protestas suscitadas (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 181).

En 1962, la CCE aún continuaba prestando el servicio en algunas ciudades de Colombia; aunque el deterioro de su planta física y el uso de equipos obsoletos generaron interrupciones constantes en el servicio y baja cobertura, esto creó descontento en la población, que además de un mal servicio debían pagar altas tarifas. Esta coyuntura desembocó en nuevas protestas iniciadas en Barranquilla, que en esa fecha era la única ciudad grande a la que abastecía de electricidad la CCE, llevando finalmente a que el gobierno comprara las plantas que aún permanecían en propiedad de esta compañía, por un valor de US \$ 25 millones. Así, los activos pasaron a manos de la Electrificadora del Atlántico S.A. (ELECTRANTA), a Electromagdalena y Electrolima (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 26).

Electrificación en Panamá

El fracaso de la iluminación mediante el uso del gas impulsó⁷ el uso de la electricidad para ofrecer el mismo servicio; esta iniciativa dio origen a la *Panamá Electric Light Co.* (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 98), que iluminó la ciudad de Panamá, el 21 de septiembre de 1889, a través de una planta térmica de 81,9 kW (Mestre-Romero, 2006). Los problemas técnicos relacionados con el desabastecimiento de carbón y la búsqueda de madera como combustible sustituto no se hicieron esperar; estos ocasionaron la suspensión del servicio por un periodo de cuatro meses, iniciando nuevamente la operación en 1890.

Con la necesidad de la consecución de recursos financieros, los activos de la *Panamá Electric Light Co* pasaron a la Compañía de Luz Eléctrica de Panamá (CLEP), filial de la *American and Foreign Power Company*, y de esta forma la *Panamá Electric Light Co.* desapareció. A pesar de que la CLEP contaba con los recursos financieros para operar, ésta continuó afrontando el desabastecimiento de carbón. Para afrontar la situación se tomaron medidas como la contratación de un grupo de empleados para que abastecieras de leña a la compañía; sin embargo, ésta pudo funcionar de forma permanente hasta 1900 (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 101), cuando estalló la guerra de los mil días, que afectó gravemente las instalaciones físicas de la compañía; además, de la estabilidad social y política.

⁷El servicio de alumbrado usando gas prestó desde 1860 hasta 1889. Durante este tiempo se afrontaron problemas de desabastecimiento de combustible e inconvenientes técnicos con el manejo del gas, situación afectó la calidad del servicio

Después de terminado el conflicto bélico y en vísperas de la independencia panameña, la empresa pudo reparar sus instalaciones y el 20 de enero de 1903 entró nuevamente en funcionamiento. Sin embargo, las constantes interrupciones del suministro eléctrico dejaron ver que *“la empresa extranjera no era la panacea”* (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 103).; La gran entrada de capital estadounidense hizo que estos problemas quedaran en el olvido, ya que desde 1914 se construyeron grandes hidroeléctricas como la de Gatún, dejando la sensación en los panameños y en los colombianos que las inversiones extranjeras eran la solución a los problemas de atraso.

El modelo de mercado eléctrico a nivel regional mediante empresas monopólicas regionales, entre 1880 y 1960, generó crecimiento; aunque asimétrico porque en unas fue mayor que en otras, bajo la mirada indiferente del gobierno nacional. A pesar de las dificultades regionales, las empresas constituidas, principalmente, en los centros más poblados del país, constituyeron los primeros mercados eléctricos en Colombia (ver Tabla 2-2). Los aportes hechos por las empresas dan muestra de que el trabajo conjunto del Estado en los diferentes niveles administrativos, privados y ciudadanía son la principal herramienta para superar los problemas que afronta el país.

2.2. Hacia un mercado de electricidad nacional

A partir de 1920, el Estado realizó una mayor intervención en el sector eléctrico; esto lo hizo a través de la promulgación de leyes, la creación de entidades y la integración de la noción de planeación a largo plazo. En este sentido publicó dos planes de electrificación que recomendaron la interconexión eléctrica de las empresas del centro del país, que impulsaron la creación de ISA S.A., entidad a la cual se le designó esa tarea, con el propósito de avanzar hacia un mercado eléctrico nacional. Para llevar a cabo la obras de interconexión y construcción de grandes plantas hidroeléctricas, el gobierno adquirió numerosos créditos con la banca internacional, situación que generó una carga fiscal al Estado, y que no solucionó los problemas de electrificación, debido a la mala distribución de los recursos.

Para corregir los problemas presentados, desde mediados de la década de 1980 e inicios de la de 1990, el sector eléctrico sufrió un cambio en su estructura organizacional, siguiendo los lineamientos de una política de apertura económica impulsada por las instituciones financieras internacionales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, que llevaron a que los gobiernos privatizaran y desregularan el sector eléctrico a fin de introducir competencia en el mercado eléctrico (Rothwell, 2003). A pesar de las reformas implementa-

Tabla 2-2. Principales aportes al mercado eléctrico en Colombia por parte de las empresas de electricidad a nivel regional

Empresa	Creación	Aporte	Finalización
The Bogotá Electric Light Co.	Creada en 1886 con capital privado nacional	Instaló una planta térmica, además del primer sistema de alumbrado público en Bogotá	Liquidada en 1905, por falta de recursos financieros y problemas técnicos.
Samper Brush y Cía.	Fundada el 14 de agosto de 1896 por la firma de los hijos de Miguel Samper, con capital privado nacional	Instaló la primera planta hidroeléctrica de la capital del país, introdujo las redes eléctricas subterráneas, así como el uso de la bombilla incandescente para el alumbrado de hogares, y la venta de electricidad a la industria.	El 30 de marzo de 1904, la compañía, con el fin de captar más recursos para las obras requeridas se transformó en la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá
Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá (CEEB)	Constituida el 30 de marzo de 1904 con los activos de la Samper Brush y Cía., pero con la característica de ser una sociedad anónima.	Construyó la primera represa del país utilizada para la generación de electricidad, a lo largo de su existencia contribuyó con varios proyectos de carácter social en la capital del país.	Fusionada con otra empresa de Bogotá en septiembre de 1927.
Compañía Nacional de Electricidad (CNE)	Creada en 1920 como sociedad mixta, como respuesta al incremento de las tarifas de la CEEB.	Fue la primera empresa que diversificó la prestación del servicio de electricidad en una región de Colombia.	Fusionada con la CEEB en septiembre de 1927.
Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá (EUEEB)	Creada el 1 de septiembre de 1927 a partir de las empresas CEEB y CNE.	Inició la expansión a otros municipios cercanos a la sabana de Bogotá, y realizó la proyección y construcción de grandes proyectos hidroeléctricos que aún hoy hacen parte del mercado eléctrico y abastecen de electricidad al país.	Esta compañía fue municipalizada en 1959 y convertida en la empresa de energía de Bogotá.
Compañía Antioqueña de Instalaciones (CAI)	Esta compañía se estableció en 1895 como una empresa mixta con participación del municipio, la gobernación y particulares constituyéndose como la primera empresa apoyada por el gobierno departamental, municipal y por privados en el país	Construyó los primeros túneles en país utilizados para el transporte de aguas para la generación de electricidad; además, una de las empresas que manejó una política de control de la demanda por medio de tarifas, aunque en ocasiones la política fue mal encaminada.	La compañía fue municipalizada y fusionada con las empresas de acueducto, alcantarillado, telefonía por medio del Acuerdo 58 de 1955 del concejo de Medellín dando origen a Empresas Públicas de Medellín (EPPMM).

Fuente: elaboración propia

das, en 1992 se presentó un racionamiento, por el fenómeno del Niño⁸, que afectó en nivel de los embalses, y mostró la incapacidad de la reforma de promover un sector eléctrico sostenible. La situación vivida en la década de los noventa se repitió nuevamente en 2015 y 2016,

⁸El Niño es un fenómeno natural de variabilidad climática, que se desarrolla en el océano pacífico tropical (IDEAM, 2016).

por el mismo fenómeno del Niño; este escenario muestra la necesidad de la diversificación de la matriz eléctrica. Para ello, actualmente se cuenta con Ley 1715 de 2014 que promueve las energías renovables a través de los autogeneradores y generadores distribuidos, con los cuales, si logran implantarse en el mercado, se busca no volver a afrontar las crisis vividas años atrás.

2.2.1. Intervención del Estado en el sector eléctrico

La introducción del servicio de electricidad en Colombia desde 1890 se dio a través de empresas monopólicas regionales verticalmente integradas⁹ no reguladas de propiedad mixta de gobiernos, municipales o departamentales, y privados nacionales o extranjeros. El desarrollo del sector a nivel regional, sin un ente a nivel nacional que planificara el crecimiento del sector eléctrico como un todo, permitió que éste creciera de forma desarticulada y desequilibrada, situación que contribuyó al estancamiento económico de los departamentos donde el servicio llegó años después de que se ofreciera en ciudades como Bogotá, Medellín y Bucaramanga (ver Sección 2.1). Con la interconexión eléctrica parcial de algunas regiones del país se buscó superar los rezagos regionales en materia de electrificación, y crear un mercado eléctrico nacional con empresas monopólicas reguladas.

Treinta años después de ofrecer el servicio eléctrico por primera vez en Colombia, en algunas regiones el abastecimiento de la demanda era un problema permanente, generando incomodidad entre los usuarios que en repetidas ocasiones solicitaron la nacionalización de las empresas que ofrecían el servicio de electricidad; sin embargo, las repetidas solicitudes de los usuarios al gobierno nacional no fueron suficientes para que éste interviniera en el sector eléctrico. Las primeras intervenciones del gobierno nacional se dieron en 1928 cuando los hacendados, principalmente de la Sabana de Bogotá, presentaron repetidas quejas en contra de las empresas de electricidad por los derechos del agua que éstas usaban para abastecer sus plantas. Con el fin de solucionar esas disputas el gobierno nacional promulgó la Ley 113 de 1928 sobre estudio técnico y aprovechamiento de corrientes y caídas de agua (El Congreso de Colombia, 1928); además, esa ley dejó abierta la disputa de si el gobierno nacional tendría injerencia en el establecimiento de las tarifas del servicio de electricidad de las empresas (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 215). Situación que fue clarificada ocho años después con la Ley 109 de 1936 (El Congreso de Colombia, 1936), que dio origen al Departamento de Empresas de Servicios Públicos (DESP), al cual sería el encargado de establecer las tarifas de electricidad a nivel nacional.

A partir de 1930 el gobierno nacional cambió el enfoque regulacionista por uno interven-

⁹Las empresas de electricidad verticalmente integradas tiene su propias plantas de generación, su red de transmisión y distribución, y controlan la venta de electricidad. Estas son responsables por la confiabilidad del suministro de electricidad en su territorio (Kirschen y Strbac, 2004)

cionista, y ese mismo año por medio de la Ley 109, que le otorgó el carácter de derecho fundamental al servicio de electricidad, éste pudo conducir las actividades económicas del sector eléctrico; asimismo, con este cambio de enfoque del gobierno nacional se entendió el papel de la industria, entre ellas la eléctrica, como una actividad motriz del crecimiento y desarrollo del país, y no como una actividad derivada de la expansión exportadora (Cuervo Gonzáles, 1992, pág. 36).

En 1938 se promulgó la Ley 126 que autorizó al Estado construir plantas de generación eléctrica y proveer el servicio (El Congreso de Colombia, 1938). A partir de ese momento, el gobierno nacional inició la creación de fondos que apoyaran proyectos de electrificación a nivel departamental y municipal. A pesar de la iniciativa del gobierno nacional la inversión pública en electrificación alcanzó un promedio de 1,8 % del presupuesto nacional entre 1937 a 1945 (Cuervo Gonzáles, 1992, pág. 57), lo que representó en un crecimiento del 27 % de las plantas de generación nacionales. Durante ese mismo periodo, el sector privado internacional incrementó su participación en el sector con una tasa de crecimiento de su parque generador de 51 % (Cuervo Gonzáles, 1992, págs. 58-59).

Esta situación motivó a que el DESP realizara un estudio que mostró que el Congreso en su afán de aprobar la Ley 126 pasó por alto factores importantes, como la falta de fondos para adquirir las acciones que agentes privados tenían en las empresas de electricidad, y la mala distribución de los recursos en pequeñas plantas en todo el país, situación que empeoró el escenario del sector eléctrico (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 219). Como solución, en 1944 el DESP propuso la creación de un banco para la electrificación, financiado a través de un impuesto eléctrico, pero por la situación política del momento esa propuesta nunca se concretó. Dos años después, por medio de la Ley 80 de 1940 se creó el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas), al cual se le delegó la función de financiar proyectos para la electrificación del país y control de inundaciones e irrigaciones (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 221). Durante los primeros once años de Electraguas, éste contribuyó en la creación o fortalecimiento de empresas en Huila, Norte de Santander, Bolívar, Tolima, Boyacá, Nariño entre otros departamentos.

A pesar de los múltiples proyectos emprendidos por Electraguas, las necesidades de electrificación del país superaban la capacidad financiera del instituto. Esta situación conllevó a que éste buscara créditos en los bancos extranjeros; sin embargo, estos se mostraban reticentes a conceder empréstitos al sector eléctrico. Sumados a los problemas financieros afrontados por la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, Electraguas asumió la construcción de grandes proyectos, que estaban en manos de empresas locales, ese fue el caso de Caldas, Anchicayá (Cali) y Lebrija (Bucaramanga). En este nuevo contexto la necesidad de conseguir recursos se agudizó, por lo que la noticia de que el Banco Mundial otorgó un crédito para el sector eléctrico de Brasil, motivó a que el gobierno colombiano presentara una solicitud de

empréstito a esta misma entidad (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 231); la cual fue aprobada, después de un estudio realizado por la entidad multilateral de crédito en 1949 (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 234).

2.2.2. Interconexión eléctrica e inicio del mercado eléctrico a nivel nacional

Durante la década de 1950, la planificación del sector eléctrico nacional tomó relevancia; esto hizo que en 1951, el gobierno nacional creara la oficina de planeación, que siete años más tarde se transformó en el Departamento Administrativo de Planeación (DAP). Esta entidad, a través de contratistas privados, publicó el primer plan nacional de electrificación en 1954, el cual sugería la interconexión eléctrica de las empresas de electricidad del centro del país para constituir un mercado eléctrico a nivel nacional; sin embargo, en ese momento no se contaba con los recursos financieros ni técnicos que permitieran emprender las obras (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 28). En 1962, se publicó el segundo plan de electrificación nacional, que ratificó la importancia de la interconexión; esto motivó a un año más tarde la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), Empresas Públicas de Medellín (EEPPM) y Empresas de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), junto con Electraguas iniciaran reuniones para definir el nuevo modelo de mercado eléctrico, constituido por empresas monopólicas regionales verticalmente integradas (Cuervo Gonzáles, 1992).

No obstante, las empresas del sector y el Estado no llegaron a ningún acuerdo; de manera que las empresas continuaron con las reuniones sin presencia del Estado. Situación que no cayó bien al Banco Mundial, quien más adelante otorgaría los créditos para las obras condicionándolos a la participación de la entidad estatal en el comité de interconexiones. Este comité tenía la función de crear una institución que se encargara de llevar a cabo principalmente grandes obras de generación, coordinar la expansión del sector eléctrico y de forma secundaria la interconexión eléctrica de los sistemas existentes.

Tras años de negociaciones entre la CVC, EEPPM, EEEB y Electraguas, el 8 de noviembre de 1966 se firmó el acuerdo de interconexión, constituyéndose Interconexiones Eléctricas S.A. (ISA). La compañía adquirió estatus jurídico el 14 de septiembre de 1967 (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 30). Un año después, ISA solicitó un crédito al Banco Mundial por US \$18 millones con el fin de construir la red de transmisión de 230 kV que conectaría los sistemas de Medellín, Bogotá y Cali constituyendo el primer mercado eléctrico que integró tres departamentos; esta obra finalizó en 1971 con buenos resultados y un saldo a favor de seis millones de dólares, que fueron invertidos en la construcción de otra línea de transmisión de 200 km entre Guatapé y Barrancabermeja; sin embargo, esta segunda línea presentó sobrecostos y atrasos, y sólo se finalizó cuatro años después de iniciada (de la Pedraja Tomán,

1993, págs. 289-290). Los problemas de ISA iniciaron con la segunda obra y no cesaron debido a que tuvo que asumir los desórdenes económicos de las empresas que la constituyeron, dificultando así el logro de los objetivos fundacionales (Comisión Nacional de Energía, 1991).

Aunado a los problemas financieros, surgieron las disputas entre sus empresas fundadoras, quienes discutían acerca de las funciones que la nueva compañía debía cumplir; la EEEB y el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), como en ese momento se llamaba Eelectrugas, se disputaron la construcción de la planta de generación Chivor, que *“se convirtió en una pesadilla administrativa, financiera y de ingeniería para ISA”* (de la Pedraja Tomán, 1993, pág. 304). Con EEPPM los problemas se dieron porque ésta se negó a suscribir las acciones que le correspondían dentro de ISA, descapitalizándola en varias ocasiones. No obstante, la preocupación de las empresas regionales era migrar hacía un modelo de mercado que disminuyera su poder dentro la región a la cual abastecían.

Debido a las continuas disputas, en 1974 el gobierno nacional, por medio del Decreto 636, transformó el Ministerio de Minas y Petróleo en el Ministerio de Minas y Energía, y asignó algunas de las funciones de ISA a la nueva cartera ministerial, se destacan las siguientes: (i) proponer y adelantar la política nacional de generación, transmisión, distribución, interconexión y el establecimiento de nuevas técnicas en materia de electricidad; y (ii) orientar, evaluar y coordinar los planes de electricidad a nivel nacional e internacional (Ministerio de Minas y Energía y Comisión Nacional de Energía, 1992).

Las continuas protestas que realizaron algunas empresas del sector eléctrico colombiano en 1979 condujeron a la reasignación de algunos proyectos de generación que estaban a cargo de ISA; de esa manera, Playas quedó a cargo de EEPPM, Guavio de EEEB y se dejó la opción de que Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica construyera Urra I y II. Sin embargo, este acuerdo no fue bien recibido por el Banco Mundial que veía ignorados sus intereses al alejar a ISA del propósito para al cual se había creado; esta situación puso en riesgo la obtención de más créditos para el sector eléctrico colombiano; por lo cual el gobierno nacional, para evitar las represalias del Banco Mundial, propuso que ISA tuviera en su poder un 33 % de participación en los proyectos de generación eléctrica, siempre y cuando estos tuvieran una capacidad mayor a 500 MW (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 38).

La década de los ochenta inició con crisis para el sector eléctrico, ésta fue desatada por los racionamientos derivados del incendio de la planta San Francisco en Caldas, en 1981, que le costó al país US \$ 131 millones (precio de 1985) (Comisión Nacional de Energía, 1991, pág. 22). El hecho de que la década de los ochenta iniciara con racionamientos dejó ver las débiles bases de la planificación del sector eléctrico en Colombia, que durante la década pasada había adquirido una gran relevancia dentro del sector energético del país al duplicar su participación en los balances energéticos (Wiesner-Durán, 1992).

Por otro lado, en 1981 empezaron los cuestionamientos ambientales sobre las actividades del sector eléctrico a nivel mundial, Colombia no podía ser ajena a estos cambios y por medio de la Ley 56 de 1981 se estableció que se debían iniciar procesos de reforestación en lugares donde se construyeron embalses debiéndose destinar un 2 % del valor de venta de energía liquidadas a la tarifa de venta en bloque para esta actividad (El Congreso de Colombia, 1981). Adicionalmente, con esa Ley se estableció que 2 % de la venta de energía debía ser destinado a programas de electrificación rural, dando prioridad a las zonas donde se estaban realizando obras de generación de electricidad (Ministerio de Minas y Energía, 1984, pág. 98).

En 1982 por medio de la Ley 11 se creó la Financiera Eléctrica Nacional (FEN) que entró en funcionamiento el 6 de agosto de ese mismo año, este fue el organismo sustentador del desarrollo eléctrico nacional, por medio del cual pudo hacerse una mejor distribución de los recursos financieros del sector eléctrico en todo el país, permitiendo que otras regiones accedieran al servicio de electricidad; durante ese mismo año se inició el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) ejecutado por el ICEL, ese plan contemplaba inversiones por un valor de US \$ 62,5 millones, que provendrían un 40 % de BID y el resto del presupuesto nacional e instituciones nacionales, con el fin de cerrar la brecha entre los departamentos que contaban con electricidad y los que no contaban con éste servicio (Ministerio de Minas y Energía, 1984).

Durante 1985 la capacidad de generación del país creció en 1.551 MW, desagregado en 1.120 MW de hidroelectricidad y 431 MW de térmica (Ministerio de Minas y Energía, 1986, pág. 179). Asimismo, la autogeneración durante ese año creció en un 8 %, con esta capacidad instalada se esperaba abastecer la demanda hasta 1993, sin tener que afrontar un racionamiento como el vivido en 1981; no obstante, tener toda esa sobrecapacidad de generación le costaba al país US \$ 410 millones (precios de 1985) (Comisión Nacional de Energía, 1991, pág. 22), ya que la construcción de todas esas plantas se habían hecho con fondos adquiridos por medio de créditos concedidos por el Banco Mundial, y éste último hizo un incremento de los intereses y reducción de los tiempos de amortización como se puede ver en la Tabla **2-3**. Para superar los problemas financieros y políticos del sector eléctrico, en 1989 el gobierno nacional por medio de la Ley 51 creó la Comisión Nacional de Energía (CNE). Entidad encargada de la planificación centralizada del sector, para lo cual, debía plantear cómo superar los obstáculos afrontados por el sector.

A pesar del cambio del papel del Estado en la prestación del servicio de electricidad, durante la segunda mitad de la década de los ochenta, siguiendo los lineamientos establecidos en el Consenso de Washington¹⁰. Los problemas del sector eléctrico no se solucionaron, por

¹⁰El consenso de Washington se refiere a un conjunto de medidas de política económica de corte neoliberal aplicadas a partir de los años ochenta, para hacer frente a la reducción de la tasa de beneficio en los

Tabla 2-3. Intereses, plazos de amortización y periodos de gracia del Banco Mundial

	1970	1980	1985	1988
Intereses (%)	5,2	8,9	9,5	7,9
Plazo amortización (años)	29	17,6	17,3	17,6
Periodo de gracia (años)	7,2	4,3	4,3	4,7

Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 1991, pág. 142)

lo contrario, estos empeoraron, debido a que el gobierno solicitó créditos de grandes sumas de dinero a instituciones financieras internacionales, de los cuales se obtuvo una gran carga fiscal. Además, la economía no se dinamizó tal como se había previsto y se incrementó la pobreza y la desigualdad. Esta situación dejó ver la importancia de las instituciones públicas en el éxito o fracaso de cualquier reforma, incorporando el concepto de gobernabilidad como eje central de las políticas públicas (Talavera y Armijo, 2007, pág. 10).

2.2.3. Crisis y restructuración del sector eléctrico colombiano

Con el fin de corregir los problemas derivados del modelo económico implantado en América Latina, en la década de los noventa, se lanzó las denominadas reformas de segunda generación; estas nuevas premisas, de cómo se debían organizar los mercados dentro de los países latinoamericanos, tenían la misma esencia de las primeras, que se basaban en una política económica de liberalización y apertura de los mercados. La nueva política quería activar la actividad comercial entre los países en vía de desarrollo y los desarrollados, con el fin de industrializar los primeros. Además, se pretendía regresar cierto protagonismo a las instituciones públicas, de las que antes se había dicho “*obstaculizaban el crecimiento económico*” (Martínez Rangel, Garmendia, y Soto, 2012), para que se encargaran de regular, fiscalizar y planificar la economía del país. El sector eléctrico en Colombia no fue ajeno a estas reformas y durante esta década se presentaron cambios en el mercado eléctrico que condujeron a la instauración de un modelo competitivo con la existencia de un mercado mayorista.

En Colombia, en la década de los noventa se continuó con la implementación de las reformas que liberalizaban los mercados de bienes y servicios, como continuación a las políticas de finales de los ochenta; esto se vio reflejado en el plan de desarrollo económico y social 1990-1994 (Departamento Nacional de Planeación, 1991) que mostraba los lineamientos de la política de apertura económica ¹¹, que permitía la prestación de servicios públicos por agentes priva-

países del Norte tras la crisis económica de los setenta, y por otro, como salida impuesta por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM) a los países del Sur ante el estallido de la crisis de la deuda externa. Todo ello por medio de la condicionalidad macroeconómica vinculada a la financiación concedida por estos organismos (Bidaurratzaga, 2016).

¹¹ Este modelo consiste en introducir un elemento de competitividad extranjera a la calidad de los productos

dos nacionales o internacionales, asimismo delegó al Estado la función de control, regulación y vigilancia de estos nuevos agentes del mercado. Las modificaciones propuestas para el sector eléctrico se sustentaron en la reducción de los niveles de corrupción, la aplicación de un modelo de selección de proyectos eficientes, y el pago de la deuda, que representaba un 30 % de la deuda externa del país y 33 % del déficit del sector público no financiero¹² (Millán, 2006, pág. 23)

Con el fin de materializar las reformas que transformarían el sector eléctrico colombiano, el 21 de mayo de 1991 el Concejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) aprobó la estrategia de reestructuración del sector eléctrico; a partir de ese momento quedó legalmente establecido que el gobierno nacional se encargaría de la planeación, control y regulación del sector, manteniendo el criterio de mínimo costo, e integrando el concepto de planeación integral a largo plazo a estas funciones. Por otro lado, se recomendó evitar el doble papel de regulador y regulado, como estaba sucediendo en ISA, aportando transparencia al sector.

No obstante, las reformas implementadas no pudieron evitar el racionamiento presentado en 1992, el tercero desde la construcción de la red interconectada; éste se presentó en una época en la que el gobierno pregonaba una sobrecapacidad, pero “El Niño se presentó en Colombia para poner al descubierto la podredumbre de un sector que siempre había sido considerado como modelo de eficiencia” (Cuervo Gonzáles, 1992, pág. 219). Para el gobierno resultaba más fácil hacer inversiones en nuevas plantas que mantener las existentes, ya que políticamente da más votos inaugurar obras que conservar estas. Esta nueva situación llevó a que por medio del Decreto 700 (El Presidente de la República de Colombia, 1992) se declarara el estado de emergencia económica y social; con esta medida se buscó una mayor participación del sector privado en el mercado eléctrico, y la aceleración de algunas obras agilizando los procesos de contratación y adquisición de equipos y materiales; pero el país debía asumir “costos inesperados”, en aspectos ambientales y sociales generados por una agresiva política de privatización y desregulación (Cuervo Gonzáles, 1992, pág. 225).

Con el fin de establecer el marco legal del nuevo modelo de mercado eléctrico colombiano en 1994 se promulgaron la Ley 142 de servicios públicos domiciliarios (El Congreso de Colombia, 1994a) y la Ley 143 de energía eléctrica “Ley eléctrica” (El Congreso de Colombia, 1994b); en

internos y la innovación aumentan, mientras que los costos tienden a bajar, de tal manera que es de mayor beneficio para el consumidor (Banco de la República, 2015)

¹²Esta situación, en parte, fue propiciada por las mismas instituciones financieras internacionales, al estimular la sobreinversión y modificar las condiciones de créditos (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 66). Estas causas ligadas a la débil intervención del Estado permitieron que se llegara a una sobreinversión en el sector eléctrico que desembocó en una crisis financiera. A pesar de la gran carga fiscal que asumió el Estado, en el país aún había regiones que permanecían rezagas con respecto a otras en materia de electrificación, generando atraso económico y dificultado la mejora en la calidad de vida de dichas poblaciones y peor aún que a otras partes del país no había llegado la electricidad.

estas dos leyes quedó consignado la normativa que regiría al sector eléctrico, dando apertura al mercado eléctrico y segmentando la cadena productiva de la energía eléctrica, introduciendo competencia en los segmentos de generación y comercialización, y reconociendo a la transmisión y distribución la calidad de monopolio natural. Ese nuevo marco normativo cambió el papel del Estado en la prestación del servicio de electricidad, y éste de forma oficial quedó encargado de regular, fiscalizar y planificar el sector; además, el gobierno quedó como el garante de la libre competencia, controlando las posiciones dominantes y regulando los monopolios naturales, garantizando la prestación eficiente del servicio en términos económicos.

Para garantizar la competencia, la Ley 143 permite el libre acceso de nuevos agentes al mercado eléctrico, la elección del proveedor de electricidad por parte de los grandes usuarios¹³ y comercializadores (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 78). Por otro lado, a las empresas que estaban integradas verticalmente se les permitió continuar de ésta forma siempre y cuando hicieran una separación contable de cada actividad.

Esta nueva dinámica de mercado en el sector eléctrico hizo necesario la creación, transformación o desaparición de instituciones del sector (Ávila, 2014). Algunos de esos cambios en la estructura organizacional del sector eléctrico en Colombia fue la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) por medio del Artículo 69 numeral 2 de la Ley 142, como consultor en aspectos técnicos se creó el Consejo Nacional de Operaciones (CNO) por medio de la Ley 143, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por el Artículo 76 de la Ley 142, para fiscalizar a los agentes participantes del mercado. La Comisión Nacional de Energía se transformó en la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); el ICEL, que posteriormente se transformó en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE). Por otro lado, la Ley 142 permitió a las empresas municipales elegir el modelo de organización entre empresa por acciones o empresa comercial e industrial del Estado; la primera modalidad permitía la privatización, y la segunda mantenía el control y la propiedad en manos del Estado.

Otra de las modificaciones realizadas en el sector eléctrico fue autorizar que los excedentes de electricidad producidos por los autogeneradores sean vendidos a las empresas distribuidoras o grandes usuarios a una tarifa acordada entre las partes, sólo en condiciones de escasez del sistema interconectado (El Congreso de Colombia, 1994b). Siguiendo con la implementación de normas que aceleren la incorporación de inversionistas privados al mercado eléctrico, el gobierno nacional optó por un esquema de proyectos operados, administrados y construidos por agentes privados, pero con la garantía de contratos de compra de energía a largo

¹³Inicialmente para ser clasificado como gran usuario se debía tener una demanda superior a 2 MW por instalación; en 1997 se disminuyó a 1 MW y a 0,5 MW o 270 MWh mes en 1998. En el 2000 el límite pasó a ser 0,1 MW o 55 MWh mes (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 82)

plazo (PPA¹⁴) y Contratos de Compra Energía (CCE); por parte de las empresas públicas (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006, pág. 9). Con el fin de dar confianza a los agentes privados para que inviertan y concretar lo propuesto años atrás por el CONPES, el 1 de mayo de 1995 los activos de generación de ISA pasaron a manos de una nueva empresa llamada ISAGEN S.A. E.S.P. (Hammons y cols., 1999). La composición accionaria de la nueva empresa quedó así: la nación 76,88 %, EEPPM 12,94 %, EPSA 5,04 %, EEB 2,52 %, CORELCA 2,40 %, la CHEC 0,19 % y el fondo de empleados (FEISA) 0,0015 % (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 84)

En 1995 inició el Mercado de Energía Mayorista (MEM) con la Resolución CREG No. 024 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995); este mercado se estructuró como un mercado competitivo del día después tipo *pool*, con despacho centralizado y basado en mérito de ofertas. Dentro de éste existen dos opciones de comercialización de la electricidad; la primera consiste en la firma de contratos de corto plazo a precio *spot* o costo marginal en la bolsa de la energía, y la segunda consiste de contratos bilaterales de carácter financiero con precios pactados libremente por las partes con una duración promedio de 1 a 3 años; éste modelo de mercado es similar al que funcionó en Inglaterra y Gales. El mercado eléctrico colombiano entró en operación en julio de ese mismo año, bajo la dirección del Centro Nacional de Despacho (CND) (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006).

Dos años después de implementado el MEM, el gobierno nacional decidió terminar con el esquema de contratos PPA y CCE y destinó los recursos financieros al fortalecimiento del marco regulatorio del MME, argumentado que este tipo de contratos sin riesgo de mercado desincentivaba la competencia y generaba una gran carga fiscal para el Estado, que era lo que se había querido modificar con la reforma (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006, pág. 9). En 1998 parecía que el modelo de mercado estaba dando buen resultado, al incentivar la construcción de varios proyectos de generación térmica, principalmente de ciclo combinado por su rápida construcción, impulsados por una política internacional de uso de gas natural, y por la necesidad de implementar técnicas y tecnología más económicas (Stoft, 2002), y por la implementación del cargo por capacidad ¹⁵.

¹⁴Power Purchase Agreement (PPA), son contratos a largo plazo diseñados con el propósito de garantizar un beneficio económico a los diferentes tipos de plantas de generación. Existen dos posibilidades para establecer el despacho de una planta bajo contrato. La primera, es con un despacho predefinido dentro del contrato, especificando que la planta debe entregar una energía base en un perfil de producción. La segunda, es la de riesgo compartido, con el propietario de la planta, del derecho a despachar la planta siempre que sea conveniente (Mazer, 2007, pág. 202).

¹⁵Cargo por capacidad: es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión, en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador (Expertos del Mercado XM S.A. E.S.P., 2007).

Sin embargo, éste crecimiento se vio frenado en 1999 cuando la economía entró en recesión, cayendo más de 5 puntos del PIB en un año; esto también detuvo el crecimiento de la demanda proyectada de electricidad siendo del 0,23 % para 1998 y del -5,10 % para 1999 (Alvarez Sierra y Tamayo Plata, 2006, pág. 15). Estos acontecimientos pusieron en evidencia los problemas ocultos de la reforma, y llevaron al sector a una nueva crisis. Ya que la tendencia de una alta inversión privada durante los primeros años de la reforma fue a la baja durante los años de la crisis económica, pasando de US \$ 3.400 millones en 1997-1998 a US\$ 279 millones para 1999 y US \$ 70 millones en 2000; siendo en promedio la inversión privada de US \$ 7,3 mil millones entre 1994 y 2003 tanto en activos existentes como en generación nueva.

Continuando con la política de apertura del mercado eléctrico hacia otros países, propuestas en las reformas de segunda generación, en noviembre de 2002 por medio de la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), se constituyó el marco legal para la interconexión eléctrica subregional e intercambio intracomunitario de electricidad entre los países de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela (Alvarez Sierra y Tamayo Plata, 2006, pág. 16). Un año después del establecimiento de las condiciones de intercambio se inició el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, entre Colombia y Ecuador. Con el fin de dar transparencia y mejor manejo a las transacciones en tiempo real realizadas dentro del mercado eléctrico tanto a nivel nacional como internacional en 2004 se creó la empresa Los Expertos del Mercado S.A. E.S.P. (XM).

En 2006 se realizó un cambio del mecanismo de incentivo llamado cargo por capacidad a uno de cargo por confiabilidad, con el fin de que los recursos destinados para éste nuevo esquema fueran asignados a través de un mercado competitivo, por medio de subastas, que suministren mayor confiabilidad a los inversionistas con señales de largo plazo, ver Sección 3.1.3. De esa forma el gobierno nacional buscó estimular el crecimiento y mantenimiento del parque generador, con el fin de dar seguridad y confiabilidad al sistema interconectado nacional. En este nuevo esquema se implementó las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que es un compromiso por parte de los generadores para tener plantas que produzcan energía firme durante las épocas de crisis a un precio máximo de escasez calculado por la CREG.

Sin embargo, a pesar de todas las reformas implementadas, la competencia no ha sido estímulo suficiente para que la ampliación de la cobertura de electricidad hasta la población de las Zonas No Interconectadas. En estas zonas aún se usan plantas diésel para la generación de electricidad, lo que produce contaminación en su entorno deteriorando la calidad de vida de las personas que habitan estas regiones, y discontinuidad del servicio por el desabastecimiento de combustible. Asimismo, dentro del SIN los clientes deben pagar las consecuencias de un sistema dependiente de la hidroelectricidad cada vez que se afronta el fenómeno del Niño. Estos y otro motivos muestran la necesidad de diversificar la matriz eléctrica nacional, y de buscar una forma de energía que sustituya los grupos electrógenos de las ZNI. En 2014 con

la promulgación de la Ley 1715 (El Congreso de Colombia, 2014), que regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, a través de los autogeneradores y generadores distribuidos, se abrió la posibilidad de insertar estas tecnologías para la generación de electricidad, ver Capítulo 4.

La reglamentación de esta ley debe ser finalizada a mitad del año 2015. Sin embargo, esta ley no cuenta con una meta cuantitativa que estimule la participación de los nuevos actores dentro del mercado eléctrico nacional; además, no hay un marco normativo claro en el cual se dicte como se hará la integración de éstos dentro del mercado eléctrico nacional; por otro lado, no hay estímulos claros para los autogeneradores a pequeña escala, así como tampoco se define el rol que cumplirán los generadores distribuidos; adicionalmente, el sistemas de créditos para la implementación de proyectos que generen electricidad por medio de energías renovables en las zonas no interconectadas, no son una solución para estos territorios que por lo general son de difícil acceso y con problemas de orden público, económico y social. Estos interrogantes dejan la sensación de que el gobierno nacional emitió esta ley sólo por cumplir con compromisos internacionales y no para dar solución a los problemas que a lo largo de la historia del sector eléctrico colombiano se han presentado y se siguen presentando hasta el día de hoy.

A lo largo de la historia del mercado eléctrico colombiano, es posible observar que el Estado se ha mantenido al margen de éste, interviniendo únicamente con la promulgación de leyes y decretos sin una base sólida de planeación, e influenciado, en la mayoría de los casos, por intereses políticos regionales que no han permitido que se tomen la mejores decisiones (de la Pedraja Tomán, 1993). Esta situación a conducido a que los ciudadanos más vulnerables sean los que asuman las consecuencias de un Estado permisivo, que ha dejado a la “competencia” el futuro de un sector que es fundamental en el desarrollo económico de un país. Esto ha desembocado en que el país se divida en dos, las regiones pertenecientes al SIN y las del ZNI.

Las primeras, cuentan con un mercado mayorista a través del cual se realizan los intercambios comerciales, una red de transmisión y distribución por medio de la cual obtienen la electricidad; no obstante, el modelo de mercado implementado no ha evitado que se el desabastecimiento de electricidad ocasionado, principalmente, por el fenómeno del Niño, y la falta de una política de diversificación de la matriz eléctrica, y el incremento en las tarifas de electricidad por éste mismo fenómeno, como sucedió en 1992-1993, 1998-1999 y 2015-2016. La otra parte del sector eléctrico nacional lo componen las ZNI, las cuales por no ser atractivas en términos económicos para los inversionistas privados, no tiene acceso a una forma moderna de energía, y aún obtienen la electricidad, de forma intermitente, de las plantas diésel. Esta situación muestra que la reforma no fue la solución a todos los problemas, y que la competencia no es sinónimo de eficiencia.

3. Funcionamiento del mercado eléctrico colombiano, después de la reforma de 1994

Este capítulo muestra la evolución del mercado eléctrico colombiano, establecido después de la reforma de la década de los noventa. Se describen las diferentes normas que rigen la participación de los agentes dentro del mercado eléctrico, que podrían regir a los autogeneradores y generadores distribuidos, así como el esquema de generación fuera de mérito y el cargo por confiabilidad, esquemas que podrían verse trastocados con la introducción de los dos nuevos actores al mercado eléctrico. Adicionalmente, se hace una síntesis del esquema con el cual opera el mercado eléctrico colombiano, y en el cual deberán integrarse los autogeneradores a gran escala y los generadores distribuidos.

3.1. Evolución del mercado mayorista de electricidad

La década de los noventa fue una época de consolidación de las reformas estructurales, iniciada años atrás. Los cambios implementados buscaban introducir inversionistas privados al sector eléctrico colombiano y así liberar al gobierno nacional de la carga fiscal que representa este sector (ver Tabla **3-1**); además, buscaba implantar un modelo de gestión más eficiente (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006). El esquema de la reforma del sector eléctrico en Colombia fue similar al implementado en otros países de Latinoamérica, que siguieron los lineamientos emanados del consenso de Washington, denominados como las reformas de primera y segunda generación, implementadas en la década de los ochenta y de los noventa respectivamente (Mestre-Romero, 2006). Estas transformaciones fueron impulsadas por el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional (FMI), por medio del plan *Baker* (Casilda Béjar, 2004, pág. 22), que condicionó el otorgamiento de créditos a la implementación del consenso, argumentando que la apertura económica de los países latinoamericanos y la comercialización entre estos darían solución a los problemas económicos y sociales afrontados (Martínez Rangel y cols., 2012).

Tabla 3-1. Operaciones totales de deuda a largo plazo en Colombia

	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Gobierno central	37,1 %	36,7 %	37,4 %	43,0 %	42,8 %	44,5 %
Sector público no financiero	42,6 %	41,1 %	39,1 %	31,6 %	33,6 %	33,3 %
Sector eléctrico	21,2 %	21,0 %	20,3 %	18,5 %	19,4 %	18,0 %

Fuente: (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006, pág. 4)

3.1.1. Marco regulatorio del mercado eléctrico colombiano

El marco regulatorio del sector eléctrico fue establecido con las Leyes 142 y 143 (ver Sección 2.2). Una de las disposiciones de la Ley 143 fue el establecimiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Este precepto se cumplió por medio de la Resolución CREG 024 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) que estableció un mercado competitivo de día después tipo *pool*. Dentro del MEM los agentes que desarrollen actividades consideradas como competitivas por estas leyes (generación y comercialización), podrán transar potencia y energía en un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que es un sistema de información donde los agentes realizan un intercambio de ofertas y demandas (Feynman, 2002).

La coordinación del mercado es realizada por ente central que realiza el despacho de las plantas de generación por mérito, es decir las que presenten los precios más bajos serán las primeras en vender su electricidad, sin tener en cuenta las restricciones técnicas de la red de transmisión. El precio de cierre se denomina precio *spot*, que corresponde al costo marginal presentado por el último generador despachado. Adicionalmente, existe un mercado de contratos bilaterales de carácter financiero a largo plazo establecido entre usuarios no regulados, comercializadores y generadores; el precio del kWh es acordado libremente entre las partes. En ninguno de los dos tipos de comercialización existe intercambio físico de electricidad dentro del mercado (Kirschen y Strbac, 2004).

Para que estos agentes puedan llevar a cabo sus actividades dentro del MEM, deben cumplir con los siguientes requisitos (Quintero Montaña, 2011):

- Estar registrado ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC); asimismo deberá registrar sus fronteras comerciales ante esta misma entidad.
- Celebrar un contrato de mandato con XM, que regula las relaciones entre el agente y el ASIC.
- Los generadores con más de 20 MW instalados deben operar bajo despacho centralizado.

- Los comercializadores y generadores están obligados a participar en la bolsa de energía.
- Someterse al sistema de pago y compensación que haga el ASIC para hacer efectivas las liquidaciones.
- Todos los actos y contratos que se realicen por medio del ASIC, serán a título oneroso.
- Cada agente debe contar con los sistemas de medición comercial y comunicaciones para envío de información al ASIC, según lo establecido en el código de medida.
- Suministrar la información en las condiciones y tiempos que se establezca en la regulación.

Paralelo al mercado en el que se abastece la demanda diaria existe un mercado de servicios auxiliares, exclusivo para los generadores, en cual se asignan la energía firme para el cargo por confiabilidad, las subastas de reconfiguración, y la generación de última instancia, entre otros; estos servicios son necesarios para garantizar la confiabilidad del sistema, la calidad del servicio y la eficiencia (Steinmetz, 2002). Las ofertas enviadas al MEM y al mercado secundario no son auditadas, debido a que las entidades encargadas del mercado argumentan que ésta es una característica de los mercados maduros, como es el caso del mercado colombiano. Por otro lado, se espera que con el modelo de mercado implementado sea la competencia la encargada de mantener bajo control a los participantes, y que ésta genere una reducción paulatina del precio de las tarifas de electricidad, aumento en la cobertura y eficiencia de las empresas, disminución de los niveles de pérdidas técnicas y de la carga fiscal que representaba el sector eléctrico a la nación (Kirschen y Strbac, 2004).

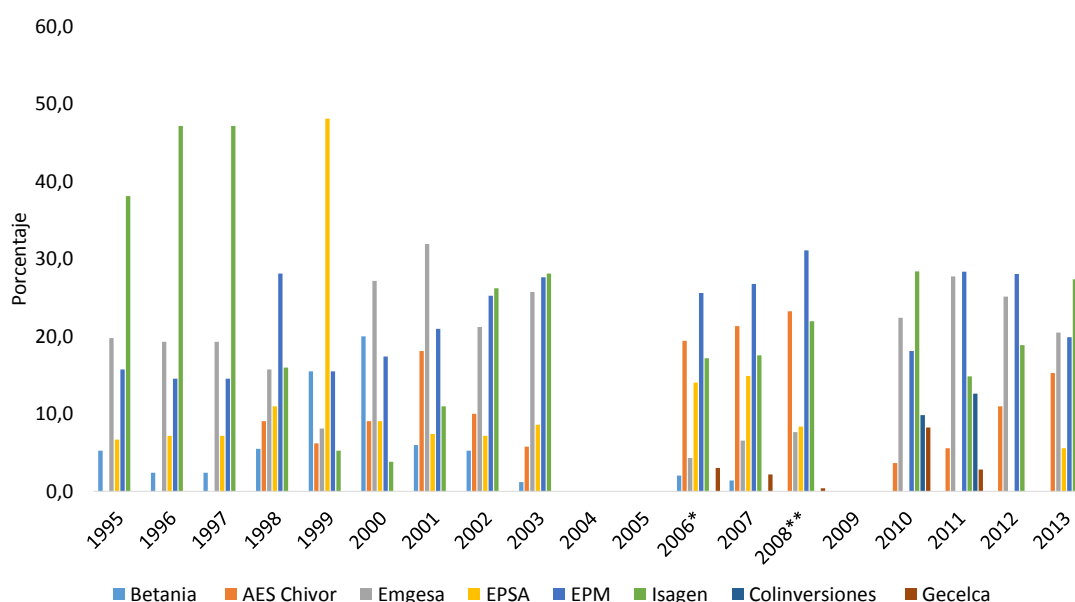
Sin embargo, a lo largo de la existencia del MEM, la CREG ha introducido modificaciones encaminadas a corregir los problemas presentados, a través de la promulgación de Resoluciones como la 034 de 2001, 036 de 2010 entre otras, tales como la posición dominante en la esfera de generación, lo que no ha permitido que los precios sean los más eficientes, como se aseguró en la reforma (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006, pág. 54), la vulnerabilidad de los clientes ante el incremento en el precio de las tarifas en condiciones de escasez y la baja cobertura de electricidad en las ZNI.

La existencia de un oligopolio en la esfera de generación, ha conducido a que unas pocas empresas establezcan el precio en bolsa de energía, tal como se puede ver en la Figura 3-1¹, donde se observa, que al menos seis empresas han mantenido su poder dentro del mercado, dos de estas que son Betania, propiedad de Endesa, y Emgesa que son filiales de la multinacional ENEL, siendo esto indicador de que la libre competencia entre generadores no se ha dado; además, resalta que algunas de las empresas dominantes fueron creadas desde antes

¹Dentro de la revisión bibliográfica realizada no fue posible acceder a los datos de los años 2004, 2005 y 2009.

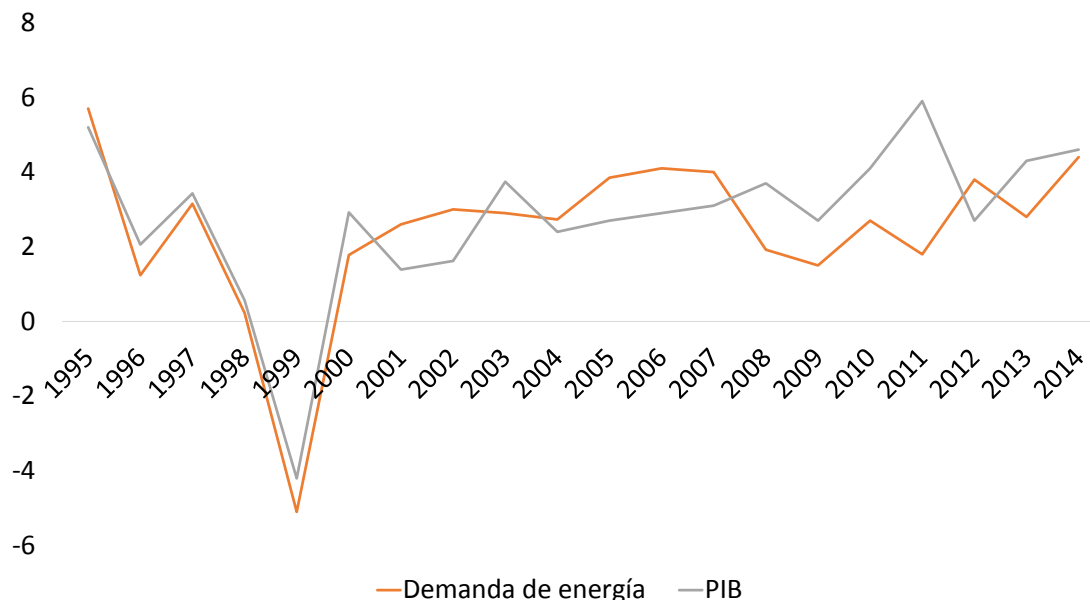
de la reforma como es el caso de ISAGEN y EEPPM siendo esto un indicador de que la estructura de las empresa no era realmente un problema (Superintendencia de Industria y Comercio, 2011).

Figura 3-1. Porcentaje de tiempo en que las empresas establecieron el precio en bolsa



Fuente: elaboración propia con datos de (Unidad de Planeación Minero Energética, 2004), (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2015)

Al tercer año de implementado el Mercado Mayorista de Electricidad, Colombia afrontó nuevamente un fenómeno del Niño entre los años 1998-1999. Esta situación obligó a que las plantas térmicas suplieran el 49 % de la demanda, lo que produjo que los precios en bolsa alcanzaran un valor de hasta 258 \$/kWh (Unidad de Planeación Minero Energética, 2004, pág. 18). Al mismo tiempo que el mercado enfrentaba en fenómeno del Niño, el país entró en recesión económica, situación que afectó aún más el crecimiento de la demanda de electricidad, ya que ésta mostró crecimientos similares a los del PIB, como se puede apreciar en la Figura 3-2. Por otro lado, la desaceleración en el crecimiento de la demanda desembocó en desajustes con la oferta, dejando una reserva de capacidad instalada de 69 % para 2001; esta situación mostró las inflexibilidades del sistema eléctrico para adaptarse rápidamente a cambios externos (Belyaev, 2011). Estos eventos son indicadores de que el sector eléctrico en un país y su economía están interrelacionados, lo que convierte a este sector en un eje estratégico para que los tomadores de decisiones impulsen la economía en diferentes sectores a nivel nacional (Bhattacharyya, 2011, pág. 4).

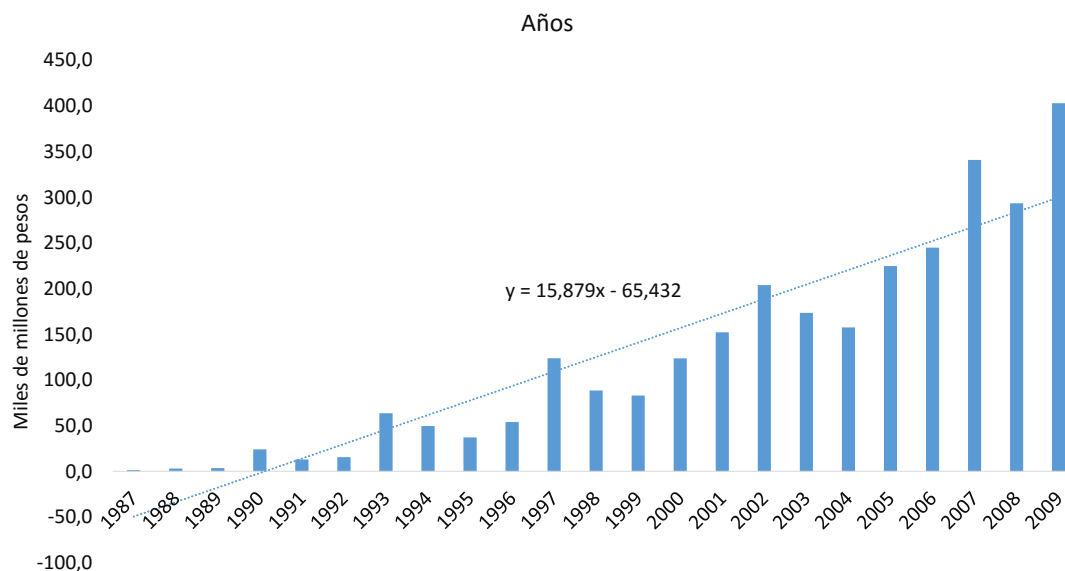
Figura 3-2. Tasa porcentual de crecimiento de la demanda y PIB 1995-2014

Fuente: elaboración propia con datos de (Expertos del Mercado XM, 2015)

Otra de las premisas de la reforma fue la reducción de la carga fiscal que representaba el sector eléctrico para la nación; no obstante, la inversión por parte del Estado destinada al sector eléctrico ha aumentado, tal como se puede ver en la Figura 3-3², aproximadamente un 12,08 % anual; además, ha sido el Estado el que ha emprendido los proyectos de generación más representativos dentro del SIN. Sin embargo, a pesar que el Estado ha mantenido la inversión en el sector eléctrico, el déficit de éste se ha incrementado, situación que se debía superar con la reforma, tal como se puede ver en la Figura 3-4.

A pesar de las inversiones del Estado la débil competencia en Colombia ha permitido que existan regiones sin acceso a una forma de electricidad moderna, veintidós años después de implementada la reforma existen poblaciones que no han podido mejorar su calidad de vida con el acceso a la electricidad, y dentro del las ZNI el capital privado no ha emprendido obras que den solución a este problema (Ortiz Flórez, 2011). Dado lo anterior surgen preguntas como ¿Dónde se ven reflejadas todas las promesas de la reforma? ¿En qué ha cambiado el sector? ¿Por qué aún el sector se desestabiliza ante un fenómeno del Niño y son los clientes finales los que deben pagar las consecuencias? ¿Por qué no se han cumplido las reglas del

²Debido a la implementación del Formato Único Territorial (FUT), que a partir de 2009 se encarga de la recolección y consolidación de la información territorial, la subgerencia de estudios económicos suspendió la elaboración de estas series estadísticas, por lo cual solo se encuentran disponibles hasta el año 2009 (Banco de la República de Colombia, 2009).

Figura 3-3. Gasto de la nación en el sector eléctrico

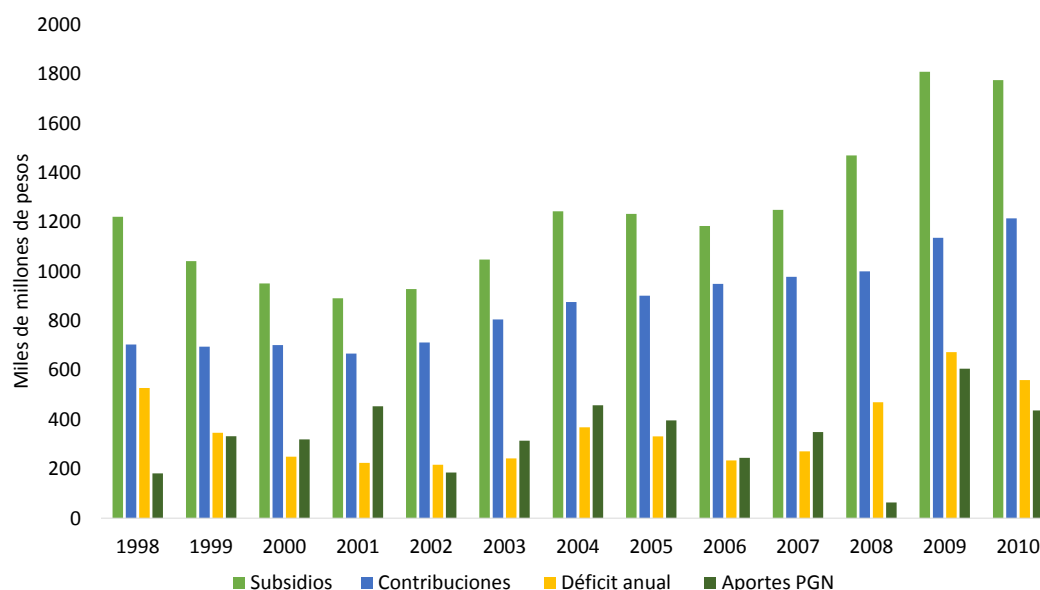
Fuente: elaboración propia con datos de (Banco de la República de Colombia, 2009)

mercado? ¿Por qué no hay una cobertura del 100 % del servicio de electricidad?, estos y otros cuestionamientos siguen sin respuesta por parte del gobierno. Además, el funcionamiento del mercado eléctrico es posible gracias a la existencia de un mercado secundario, que sustenta el funcionamiento del mercado (Steinmetz, 2002).

3.1.2. Generación de última instancia: reconciliaciones

Con la introducción de los AG y GD y el uso de energías renovables para generar electricidad, los servicios auxiliares que sustentan el funcionamiento del sistema de potencia se podrían ver afectados, debido a la variabilidad del recurso energético, y el funcionamiento intermitente como generadores o cargas de los actores del mercado. Por lo anterior, es importante conocer cómo funcionan los esquemas que se utilizan en el mercado eléctrico colombiano para superar estos inconvenientes.

En 2001 la CREG emitió la Resolución CREG 034 de 2001 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001b), que modificó la forma de liquidar la generación de última instancia, es decir la que no resulta despachada en el primer programa de generación, y es necesaria para suplir restricciones dentro del SIN, cuyo precio de oferta es mayor al precio de bolsa. La inserción de energías renovables, como la eólica y solar, al mercado eléctrico a través de

Figura 3-4. Balance de contribuciones, subsidios y aportes 1998-2010 del Estado al sector eléctrico

Fuente: elaboración propia con datos de (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2010, pág. 41)

AG y GD, podría llegar a distorsionar este esquema debido a la variabilidad del recurso; sin embargo, este aspecto, en pocas ocasiones, es una barrera para la integración de estos agentes y tecnologías (International Energy Agency, 2007). En Colombia, antes del año de emisión de esa resolución los generadores se remuneraban a precio de bolsa, en caso de que el precio de la generación fuera de mérito fuera mayor al de bolsa, esta se remuneraba a precio al cual los generadores ofertaban (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006, pág. 54).

Después de la emisión de la Resolución 034 se estableció que en la remuneración de la generación fuera de mérito para los generadores térmicos se debía tener en cuenta el Costo de Suministro de Combustible (CSC) y el Costo de Transporte del Combustible (CTC) en \$/MWh que sea posible sustentar. Para los Costos de Operación y Mantenimiento (COM) se fijaron unos toques que varían dependiendo del tipo de planta; el COM se actualizará con el Índice de Precio al Productor (IPP) disponible en el momento de liquidación (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001b). En cuanto a los costos de arranque y parada estos serán reconocidos basados en unos estándares que dependen del tipo de combustible o tipología de la planta; además, se liquidarán diariamente usando la Tasa Representativa del Mercado (TRM) del último día hábil del mes previo al despacho. Para los generadores hidráulicos la

liquidación de las reconciliaciones³ positivas será de acuerdo con el volumen de cada embalse reportado antes de las 6:00 a.m. y se calculará un precio de oferta de referencia único para las 24 horas, resultante de la curva de oferta de referencia.

Sin embargo, los agentes participantes del mercado argumentaron que esta Resolución cambiaba las reglas de juego, y debido a las presiones de estos en 2009, la CREG por medio de la Resolución 141 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009b) adoptó como costos de arranque/parada los declarados por los agentes, este valor se liquidará diariamente utilizando la TRM del último día hábil del mes previo al despacho; asimismo, la fórmula para el cálculo de las reconciliaciones positivas de los generadores es la mostrada en la Ecuación 3-1 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009b).

$$PR = Min. \left([CSC + CTC + COM + OCV] + \frac{PCAP}{GSA}; \text{precio de oferta} + \frac{Par}{GSA} \right) \quad (3-1)$$

$$PR = PCAP * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \quad (3-2)$$

Donde:

PR: precio de reconciliación.

CSC: costo de suministro de combustible.

CTC: costo de transporte de combustible.

COM: costo de operación y mantenimiento.

OCV: otros costos variables.

PCAP: valor reconocido como costo de arranque/parada asociado a generación de seguridad fuera de mérito, que será igual al valor de precio ofertado por el agente.

GSA: MW totales de generación de seguridad fuera de mérito durante el día, asociada con dicho arranque.

Par: precio de arranque/parada ofertado para la configuración y combustible que se considera para el despacho ideal.

IPP: índice de precios al productor de los Estados Unidos de Norte América correspondiente a bienes de capital para el mes m-1.

IPP_0 : índice de precios al productor de los Estados Unidos de Norte América correspondiente a bienes de capital para el mes y el año del precio arranque/parada ofertado por el agente generador antes de entrar en vigencia esta resolución.

³Reconciliación es la diferencia entre la generación real y la ideal de una planta o recurso (Los Expertos en Mercado, 2008b)

Para los generadores hidráulicos las modificaciones se hicieron con la Resolución 036 un año después, con el fin de corregir distorsiones en el manejo de los embalses (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010c); esta resolución dictó que los precios de las reconciliaciones positivas se determinarán teniendo en cuenta:

1. Si las reservas de los embalses de una planta o cadena de plantas es inferior al Nivel de Probabilidad de Vertimiento (NPV), el precio de la reconciliación positiva será igual al precio de bolsa.
2. Si las reservas de una planta o cadena de plantas es superior o igual al NPV, el precio de la reconciliación positiva será igual a la suma de los costos variables asociados al SIN.

Cuando el nivel del embalse de una planta o cadena de plantas que respalda obligaciones de energía firme es inferior al ENFICC⁴ probabilístico durante tres días consecutivos, el precio de oferta de la planta será el máximo entre el ofertado por el generador y el que se obtiene al aplicar la función lineal mostrada en la Figura 3-5.

La Ecuación 3-3 corresponde a la función lineal representada en la Figura 3-5:

$$OP = A - mNEm \quad (3-3)$$

$$A = CR + (m * MT) \quad (3-4)$$

$$m = \frac{CR - PE}{NEP - MT} \quad (3-5)$$

Donde:

OP: oferta de planta.

CR: segundo escalón costo racionamiento.

PE: precio escasez.

NEP: nivel ENFICC probabilístico.

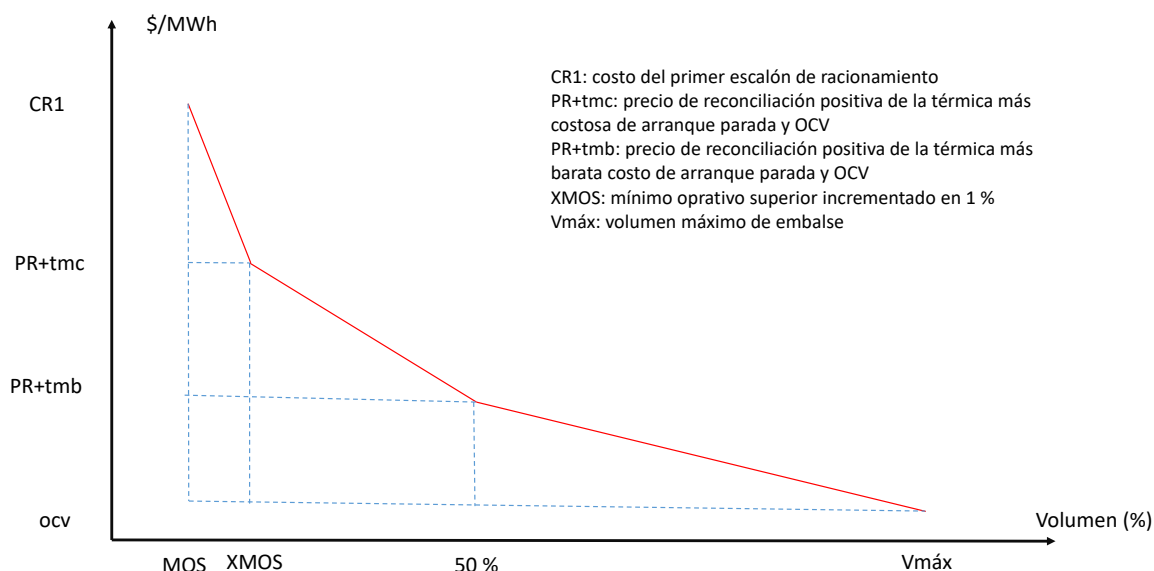
MT: mínimo técnico.

NEm: nivel de embalse declarado por el agente diariamente.

La reconciliación negativa, se calcula con la Ecuación 3-6, bajo las mismas condiciones para los generadores térmicos e hidráulicos.

$$PR = \frac{1}{2} * (P_{of} + MPO_N) \quad (3-6)$$

⁴Energía firme para el cargo por confiabilidad, es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006)

Figura 3-5. Curva de oferta de referencia plantas hidráulicas

Fuente: elaboración propia, datos tomados de (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010c, pág. 8)

Donde:

P_{of} : precio ofertado.

MPO_N : máximo precio ofertado para la demanda total.

3.1.3. Mercado secundario de energía firme: cargo por confiabilidad

En el mercado secundario de energía firme se asigna las obligaciones del cargo por confiabilidad establecido desde 2006 por medio de la Resolución CREG 071 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006), que reemplazó al cargo por capacidad tras 10 años de funcionamiento, es uno de los mecanismo que soportan el funcionamiento del sistema de potencia y el cual podría modificarse con la introducción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el mercado mayorista.

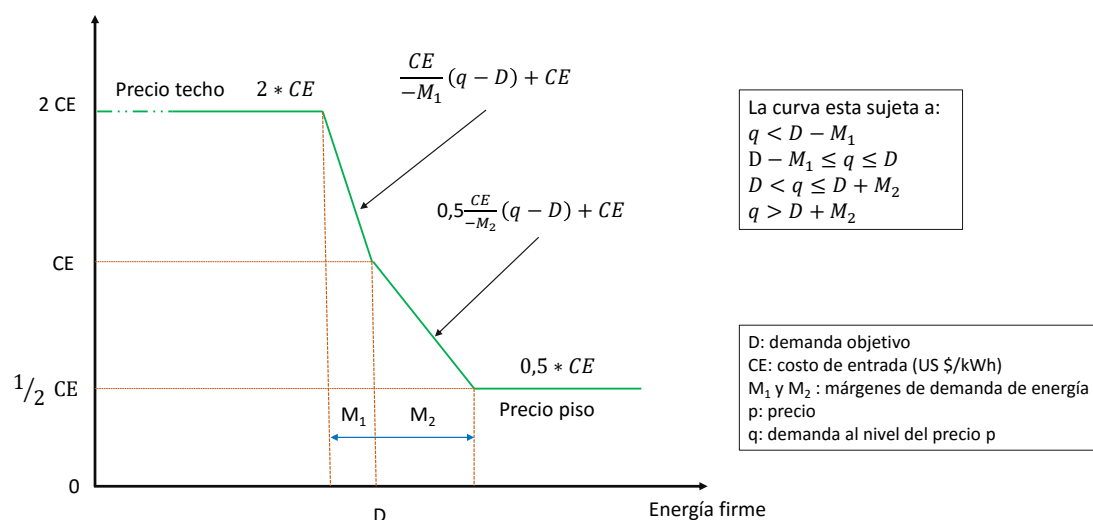
Las modificaciones realizadas buscaban migrar hacia un esquema de mercado para la asignación de los recursos a los agentes que participen de la subasta de asignación de Obligación de Energía Firme (OEF)⁵. El periodo de esta obligación es de un año para las plantas existentes,

⁵La OEF de los generadores se calculará teniendo en cuenta la ENFICC declarada en la subasta, es decir

e inicia al día siguiente que finaliza el periodo de planeación⁶. Las plantas nuevas y especiales elegirán el periodo de vigencia⁷ de la obligación, que es entre uno y veinte años para las nuevas, y entre uno y diez para las especiales; una vez elegido el periodo éste no podrá ser modificado. Con estas modificaciones se buscaba garantizar el suministro de electricidad a los usuarios en condiciones de escasez, al mismo tiempo que se buscó blindar al cliente final de pagar unos precios más elevados por la electricidad.

Para determinar la cantidad de energía firme la CREG toma como base la proyección de demanda realizada por la UPME con cuatro años de anticipación, ésta es denominada la demanda objetivo y para ésta se define un precio llamado Costo de Entrada (CE), la curva de demanda objetivo con sus respectivas ecuaciones son mostradas en la Figura 3-6.

Figura 3-6. Función de demanda para la asignación de energía firme para el cargo por confiabilidad



Fuente: (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006)

Con esta información se realiza una curva de demanda (cantidades y precios), con la cual se realiza una subasta de reloj descendente, esto permite conocer con anticipación la cantidad

la cantidad de electricidad con la que respaldarán el sistema en condiciones críticas.

⁶El periodo de planeación es el tiempo que transcurre entre el tiempo de ejecución de la subasta y la fecha de inicio del periodo de vigencia (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006)

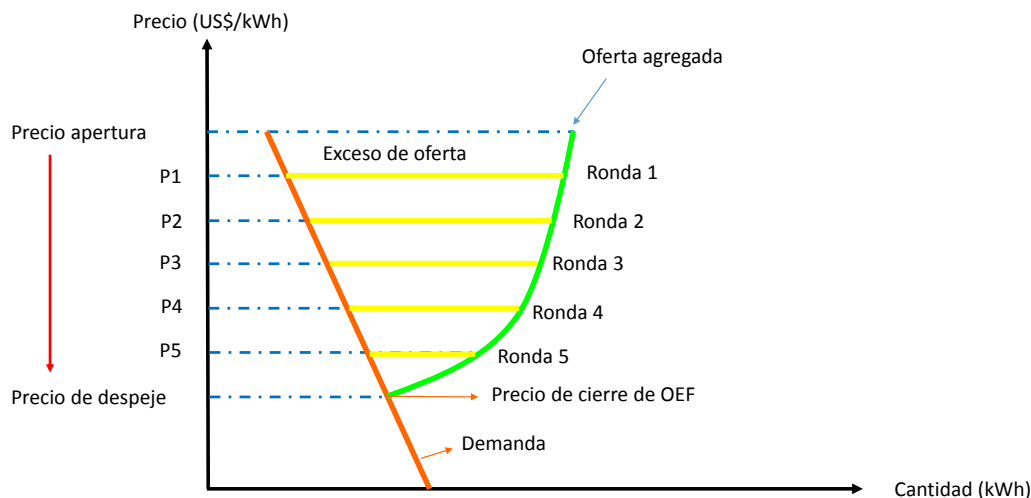
⁷El periodo de vigencia es el tiempo durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su OEF (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006)

de energía firme adquirida por el sistema, la asignación de OEF para cada oferente y el precio que se pagará a cada adjudicatario. En la subasta de asignación de OEF participan los generadores a los cuales se les haya determinado ENFICC; la subasta será llevada a cabo en el año t , el periodo de planeación terminará el 30 de noviembre del año $t+3$.

Las reglas de la subasta de asignación de OEF son:

1. El precio de apertura de la subasta es el doble del costo de entrada; esto con el fin de que sea atractivo para los oferentes.
2. En cada una de las rondas de la subasta se debe informar el precio de apertura y de cierre de ésta.
3. Para cada ronda los generadores participantes deberán enviar al subastador una función de oferta de ENFICC definida entre el precio de apertura y cierre de la ronda. La cantidad de energía firme ofrecida por cada generador sólo puede variar ante decrementos del precio.
4. Una vez finalizada cada ronda el administrador de la subasta deberá determinar el exceso de oferta.
5. Cuando el exceso de oferta sea positivo, el subastador informará un nuevo precio de cierre de la ronda, con el cual el administrador procederá a abrir una nueva ronda. El nuevo precio de apertura será igual al precio de cierre de la ronda anterior, y el de cierre deberá ser menor; estos se determinarán con base en el exceso de oferta de energía firme existente. Para esta nueva ronda los generadores deberá enviar una nueva función de oferta definida entre los nuevos precios, ver Figura 3-7.
6. El proceso se debe repetir hasta que no haya exceso de oferta de energía firme. En ese momento de procederá al despeje del mercado y a la determinación del precio de cierre de la subasta.
7. El precio de cierre de la subasta corresponderá a la oferta del último generador asignado con OEF.

La administración de la subasta será realizada por el Administrados del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), esta entidad, además, contratará al auditor de la subasta. Para los años en los que no se necesite de una subasta, el ASIC asignará a cada uno de los generadores una obligación a prorrata de la última ENFICC declarada por estos. Los casos en los que se paga un precio especial son cuando las ENFICC declaradas por los generadores no cubre la demanda objetivo; en caso de que la subasta no se lleve a cabo, se pagará la OEF al precio de cierre de la última subasta que haya cumplido con todas las condiciones. Este precio se actualizará anualmente con el índice de precios al productor de los Estados

Figura 3-7. Mecanismo de asignación de las obligaciones de energía firme

Fuente: (Superintendencia de Industria y Comercio, 2011, pág. 78)

Unidos⁸, reportados por la oficina de estadísticas laborales del departamento de trabajo de este país, usando la Ecuación 3-7.

$$P^{i,NS} = PC_{SE} * \frac{IPP_{nov,NS}}{IPP_{SE}} \quad (3-7)$$

Donde:

$P_{i,NS}$: precio de OEF respaldada con la planta o unidad de generación i , aplicable entre el 1 de diciembre del año en que no se realizó la subasta (NS), y en 30 de noviembre del año siguiente.

PC_{SE} : precio de cierre de la última subasta que cumplió con las condiciones establecidas por la Resolución 071.

$IPP_{nov,NS}$: índice de precios al productos de los EE.UU. para el mes de noviembre del año NS.

IPP_{SE} : índice de precios al productos de los EE.UU. para el mes y el año del precio de cierre PC_{SE} .

⁸El IPP se actualiza usando los datos reportados por Estados Unidos debido a que la base de datos que ésta maneja es amplia y completa, y por la actualización de los precio de combustible en dólares (Los Expertos en Mercado, 2008a, pág. 23).

Cuando los agentes generadores comprometidos con OEF no puedan cumplir con sus obligaciones, estos deberán comprar dicha energía en el Mercado Secundario de Energía Firme (MSEF), en este mercado participan los agentes que no tiene su energía comprometida, las subastas de reconfiguración, demanda desconectable voluntariamente y la generación de última instancia. En el MSEF los generadores pueden negociar con otros generadores la energía necesaria para respaldar sus contratos de OEF; para participar en este mercado los generadores deben enviar la información necesaria al sistema de información del mercado secundario, de conformidad a lo que establezca el ASIC.

Las condiciones de los contratos serán pactadas libremente entre las partes, todos estos contratos deben estar registrados ante el ASIC. No obstante, a pesar de migrar hacia un esquema de mercado, los resultado mostrados después de diez años de implementado este mecanismo no son satisfactorios, ya que la capacidad de reserva del sistema interconectado no creció como se esperaba, por el contrario, disminuyó un 1 % en promedio con el esquema de cargo por confiabilidad, dejando un margen de reserva de 34, 6 %; además, este mecanismo no ha incentivado la inversión en la oferta eléctrica ya que ésta creció 7 % menos que la demanda, significando que los recursos captados por este cargo fueron destinados a cubrir el crecimiento de la demanda y no a incrementar la capacidad de reserva; otra de las razones, y la más importante, es que los COP \$ 18 billones recolectados por este esquema no blindaron a los consumidores finales de la fluctuación en los precios en la tarifa (Suárez, 2016), por lo tanto es imperante la reconfiguración de este esquema.

En 2015 la CREG emitió la Resolución 138 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015b); en la cual se estableció las condiciones para que las plantas no despachadas centralmente puedan participar de la subasta de asignación del cargo por confiabilidad, haciendo una diferenciación entre las plantas con una capacidad instalada inferior a 5 MW y las que tengan una capacidad mayor o igual a 5 MW, esta resolución abrió la posibilidad para que los autogeneradores a gran escala y generadores distribuidos participen de esta subasta (ver Tabla 3-2).

Tabla 3-2. Reglas para asignar OEF a plantas no despachadas centralmente

Capacidad instalada [MW]	Obligación de Energía Firme (OEF)
Capacidad instalada menor a 5 MW	OEF = ENFICC declarada
	OEF = 0 si no declara ante el CND
Capacidad instalada mayor a 5 MW	OEF = ENFICC declarada, si en CND verifica una ENFICC declara inferior.
	OEF = 0, si el CND verifica una ENFICC igual a la declarada

Fuente: elaboración propia

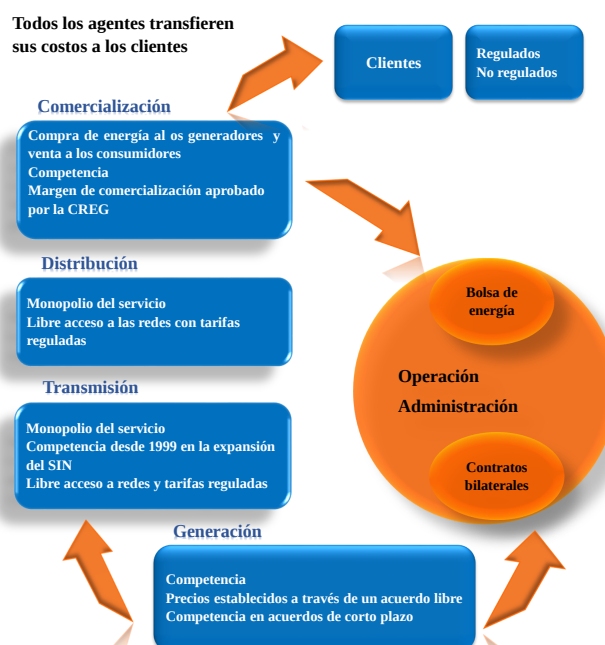
- Las plantas con capacidad igual o mayor a 5 MW:
 - Se les asignará OEF igual a la ENFICC declarada por cada planta, en caso de que no declaren ENFICC esta será cero; el ENFICC declarado debe coincidir con el valor verificado por el CND.
 - El ASIC verificará que las plantas cumplan con el umbral de desviación permitido; en caso de que esto no se cumpla, estas plantas quedarán sujetas a liquidación, conciliación y facturación centralizada del cargo por confiabilidad, es decir con las mismas reglas de las plantas despachas centralmente.
- Las plantas con capacidades menores a 5 MW
 - Se les asignará OEF iguales a la ENFICC declarada por cada planta, en caso de que no declaren ENFICC esta será cero.
 - Las plantas que declaren una ENFICC inferior al que verifica el CND, quedarán dentro de la liquidación del despacho centralizado del cargo por confiabilidad.
 - Las plantas que declaren una ENFICC igual al que verifica el CND quedarán por fuera de la liquidación centralizada del cargo por confiabilidad.
 - Las plantas no despachadas centralmente podrán respaldar OEF registrando contratos en el mercado secundario.

A pesar del cambio que se dio en el esquema de cargo por confiabilidad, en 2015 volvió a ser evidente la importancia del Estado a la hora de regular las empresas del sector eléctrico debido a la crisis presentada con el dinero del cargo por confiabilidad, desatado nuevamente por el fenómeno del Niño, que condujo a un incremento en el precio de escasez, y consecuentemente al de las tarifas de electricidad, y un ahorro casi forzado de 5 % diarios de electricidad (Revista Dinero, 2016). Esta nueva coyuntura puso en evidencia que dentro del sistema interconectado nacional siguen existiendo problemas, que no han sido superados con la competencia. Esta situación se presenta porque en un mercado competitivo existen factores que impiden que el mercado *spot* ofrezca incentivos suficientes para invertir en nueva capacidad de generación (Restrepo Estrada, 2012). Adicionalmente, vuelve a ser evidente la importancia de la diversificación de la matriz eléctrica y de una mejor distribución de las plantas de generación a lo largo de todo el territorio del país, a fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema ante cambios climatológicos y así incrementar la resiliencia del sistema. Ante esta situación la introducción de nuevos agentes, como los autogeneradores a pequeña y gran escala, así como los generadores distribuidos, y de las energías renovables se alzan como una solución a los problemas afrontados por el sector eléctrico colombiano.

3.2. Participantes del mercado de electricidad

Con el modelo de mercado de electricidad aplicado desde la reforma de 1994 se realizó la separación de las esferas que integran la cadena productiva de la energía eléctrica en generación, transmisión, distribución y comercialización. Se permitió a los nuevos participantes realizar conjuntamente las actividades de generación-comercialización o distribución-comercialización, la interacción entre los agentes del mercado se muestra en la Figura 3-8. Las empresas constituidas con anterioridad a la reforma se les permitió continuar sin alteraciones en su estructura, realizando la separación contable de cada actividad.

Figura 3-8. Estructura del mercado colombiano



Fuente: (Expertos del Mercado XM, 2016a)

Dentro del mercado se establecieron límites de participación para los agentes que integran cada esfera. En la actividad de generación se hizo una regulación diferencial de cada agente tomando como base su participación en el mercado y la estructura de éste, así cuando el porcentaje de participación del agente en el mercado es superior a 25 % y el IHH⁹ es mayor o igual a 1800, la SSPD debe intervenir. En el caso de que una empresa supere el 30 % de participación y el IHH sea mayor a 1800, la CREG establecerá un esquema para que el generador haga traspaso de los derechos de los excedentes (Quintero Montaña, 2011, pág. 63).

⁹Esta medida originalmente era usada como un indicador de acuerdos desleales entre empresas; actualmente es usado para medir el ejercicio de poder del mercado a través acciones unilaterales (Smith, 2002, pág. 342).

Asimismo, ninguna persona natural o jurídica podrá tener una capacidad instalada que exceda la franja de potencia fijada anualmente por la CREG.

En la esfera de transmisión se estableció que los agentes transmisores sólo podrán llevar a cabo esta actividad, debido al carácter estratégico de ésta. En 1999 se estableció que Interconexión Eléctrica S.A. ISA, el agente transmisor más grande del país, sólo podría adjudicarse contratos ganados en convocatorias públicas, de esta manera se introdujo competencia a esta esfera de transmisión (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006). Las empresas integradas verticalmente y demás agentes que realicen actividades conjuntas no podrán tener una participación de más del 15 % en una empresa de transmisión. En el segmento de distribución no se estableció un límite de participación. Los comercializadores no podrán atender más del 25 % de la demanda comercial nacional. Actualmente los agentes que desempeñan cada una de estas actividades se encuentran registrados y transan en el mercado son los que se muestran en la Tabla 3-3. Todos los agentes operadores de red realizan la actividad de comercialización.

Tabla 3-3. Agentes del mercado colombiano

Actividad	Registrados	Transando
Generadores	56	44
Transmisores	12	10
Operadores de red	31	29
Comercializadores	93	69
Fronteras usuarios regulados	9,670	
Fronteras usuarios no regulados	5,546	
Fronteras de alumbrados públicos	393	

Fuente: (Expertos del Mercado XM, 2014a)

3.2.1. Generadores

En la esfera de generación los agentes participantes de ésta tienen dos opciones de transar la energía y potencia producida; las opciones de transacción son dentro de la bolsa de energía o por medio de contratos bilaterales de carácter financiero. Los generadores con capacidad instalada superior a 20 MW están obligados a declarar precio y disponibilidad para el despacho central. Las plantas menores con una capacidad instalada de 10 a 20 MW, que estén conectados al SIN, pueden elegir participar o no en el despacho central, esto está definido en las Resoluciones CREG 086 de 1996 y 039 de 2001. Si deciden participar del despacho central deben enviar una oferta única de precio y la disponibilidad horaria para las siguientes 24 horas.

Para los agentes que no están sujetos a ser despachados centralmente existen tres opciones de comercialización; (i) vender su energía a un comercializador que atiende un mercado regulado, sin convocatoria pública, a precio de bolsa menos un peso por kWh; (ii) por medio de un comercializador que atiende demanda regulada, por medio de convocatoria pública; (iii) vender su energía a otros generadores o comercializadores que atienden usuarios no regulados, a precios pactados libremente.

Los cogeneradores pueden vender y comprar energía en el MEM, dentro de los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 005 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010a), haciendo una diferenciación entre los cogeneradores con excedentes de potencia mayor o menor a 20 MW. En el caso que tenga un excedente menor a 20 MW estos pueden elegir participar o no de la bolsa, si participan la electricidad aportada por estos será considerada como inflexible, es decir que no podrá ser cambiada durante el día de operación. Los cogeneradores con un excedente mayor a 20 MW deben obligatoriamente participar de la bolsa de energía. Además, estos sólo pueden vender electricidad en las condiciones establecidas en la Resolución 190 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010b), que son cuando exista racionamiento de emergencia y programado. Con la emisión de la Ley 1715 de 2014 los cogeneradores y autogeneradores podrán vender electricidad en cualquier caso y no únicamente en los definidos anteriormente.

A pesar de que se ha buscado incrementar la competencia en el segmento de generación, buscando que más plantas participen en el despacho central aún se siguen presentado posiciones dominantes (ver Figura 3-1), donde son pocas las empresas que han establecido el precio en la bolsa durante la existencia del mercado de electricidad. Esta situación dificulta la consolidación de nuevos agentes en el mercado eléctrico.

Por otro lado, con los datos de la Tabla 3-4 se concluye que para 2014 cuatro empresas controlaban el 70,7 % del mercado eléctrico; esto indica una alta concentración de poder, dejando sólo un 29,3 % de la generación de la electricidad en manos de las empresas restantes. Esta posición dominante de algunas empresas resulta perjudicial para los usuarios finales, debido a que el poder que éstas pueden ejercer dentro del mercado distorsionan los precios de la electricidad; además, es indicador de que el nivel de competencia dentro del MEM es bajo.

3.2.2. Transmisores

La esfera de transmisión la integran los agentes que transportan electricidad con tensión superior a 220 kV. Este segmento es considerado monopolio natural debido a la característica

Tabla 3-4. Generación de electricidad por agente en el mercado eléctrico colombiano

Agente generador	Generación GWh	Participación %
EMGESA S.A. E.S.P.	13691,15	21,3
Empresas públicas de Medellín	13625,53	21,2
Isagen S.A. E.S.P.	10609,22	16,5
Generadora y comercializadora de energía del caribe S.A. E.S.P.	7508,16	11,7
AES Chivor & Cia S.C.A. E.S.P.	3982,45	6,2
Empresa de energía del pacífico	3605,85	5,6
Zona franca del celsia S.A. E.S.P.	2548,15	4,0
Gestión energética S.A. E.S.P.	2436,35	3,8
Empresa Urra S.A. E.S.P.	1132,37	1,8
Termotasajero S.A. E.S.P.	871,59	1,4
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	686,61	1,1
Termovalle S.A. E.S.P.	591,72	0,9
Celsia S.A. E.S.P.	556,88	0,7
Central termoelectrica el Morro 2 S.A.S. E.S.P.	464,19	0,7
Proelectrica & Cia S.C.A. E.S.P.	430,62	0,7
La cascada S.A.S E.S.P.	338,13	0,5
Termoyopal generación 2 S.A.S E.S.P.	329,87	0,5
Vatia S.A. E.S.P.	197,98	0,3
Centrales eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	166,97	0,3
Proyectos energéticos del Cauca S.A. E.S.P.	84,39	0,1
Compañía de electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	74,13	0,1
Termocandelaria S.C.A. E.S.P.	57,84	0,1
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	55,63	0,1
Energía del río piedras S.A. E.S.P.	53,59	0,1
Empresa de energía de Pereira S.A. E.S.P.	36,58	0,1
Termoemcali S.A. E.S.P.	29,48	0,0
Empresa de energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	27,84	0,0
Empresa municipal de energía eléctrica S.A. E.S.P.	21,02	0,0
Enervia S.A. E.S.P.	18,27	0,0
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	17,30	0,0
Energía renovable de Colombia S.A. E.S.P.	14,22	0,0
Enerco S.A. E.S.P.	13,52	0,0
Empresa multipropósito de Calarcá S.A. E.S.P.	12,24	0,0
Ingenio Risaralda S.A. E.S.P.	8,89	0,0
Genelec S.A. E.S.P.	7,98	0,0
Termopiedras S.A. E.S.P.	7,21	0,0
Generputumayo S.A. E.S.P.	3,16	0,0
Diceler S.A. E.S.P.	3,07	0,0
Generadora colombiana de electricidad S.C.A. E.S.P.	2,42	0,0
Generamos energía S.A. E.S.P.	2,01	0,0
Surenergy S.A. E.S.P.	1,49	0,0
HZ energy S.A.S E.S.P.	1,11	0,0
IAC energy S.A.S E.S.P.	0,66	0,0
Total general	64327,9	100

Fuente: (Expertos del Mercado XM, 2014b)

de economía de escala¹⁰ que presenta, otorgándole un carácter estratégico dentro de la ca-

¹⁰La economía de escala se obtiene cuando un único productor experimenta una reducción en los costos promedio con incrementos en el cantidad de producción (Rothwell, 2003, pág. 24)

dena productiva de electricidad (Rothwell, 2003, pág. 107); por éste motivo, los precios de prestación del servicio, el acceso a las redes de transmisión y calidad del servicio prestado por los participantes de ésta actividad son regulados por el Estado. Debido a que en Colombia la empresa que posee la mayor cantidad de activos es de propiedad mixta, tal como se puede ver en la Tabla **3-5**, donde ISA S.A. E.S.P es dueña de aproximadamente el 65 % de las redes de trasmisión, la esfera de transmisión para los inversionistas privados se considera poco atractiva; motivo por el cual desde 1999 se trató de introducir competencia dentro de éste segmento, por medio de la puestas en licitación de todas las obras a realizar en el país.

Tabla 3-5. Longitud de líneas por agente en Colombia

Propietarios líneas de transmisión 220 - 230 kV	Longitud [km]	% participación
Empresas Públicas de Medellín EPM	795,46	6,50
Intercolombia S.A. E.S.P.	7864,74	64,27
Transelca S.A. E.S.P.	1665,95	13,61
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	8,53	0,06
Distasa S.A. E.S.P.	18,75	0,15
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	120,41	0,98
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	1490,48	12,18
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	272,33	2,22
Total	12236,65	100

Fuente: (Expertos del Mercado XM, 2016b)

No obstante, a pesar de la modificación realizada el número de agentes no creció significativamente pasando de 8 agentes en 1995 a 10 en 2014, dos agentes en 19 años. Otra de las modificaciones realizadas ese mismo año fue la remuneración de los activos que entraron en funcionamiento un año más tarde, en el 2000. Para las redes existentes antes de 1999 se realizó por medio de costos índices, es decir por ingreso regulado, independientemente de su uso; para los activos que entren en funcionamiento después de esta fecha se realiza un proceso de subasta para la construcción, administración, operación y mantenimiento de las redes que se encuentren proyectadas en el plan de expansión emitido por la UPME. Sin embargo, ninguna empresa está obligada a ejecutar el plan de expansión.

3.2.3. Distribuidores y comercializadores

Este segmento lo integran los agentes encargados del transporte de energía a tensiones inferiores a 220 kV; el sistema de distribución a su vez se clasifica en Sistema de Transmisión Regional (STR) que opera a tensiones superiores o iguales a 57,5 kV o nivel de tensión 4 y Sistema de Distribución Local (SDL) con tensiones inferiores a 57,5 kV. Esta esfera de la cadena productiva de la electricidad exhibe un comportamiento de economía de escala; por lo tanto, es considerado un monopolio natural (Rothwell, 2003), y es necesaria la regulación

por parte del Estado (Belyaev, 2011, pág. 56).

Dentro del primer sistema, los usuarios pagan una estampilla única por uso de las redes. Los SDL operan a niveles de tensión 1, 2 y 3, y prestan el servicio en varios mercados. Los agentes tanto del STR como del SDL reciben una remuneración por cargo por conexión y cargo por uso de las redes; el primero sólo lo perciben si las obras de conexión las realizó el distribuidor y el segundo varía para cada operador dependiendo de su infraestructura y de la demanda que atiende (Superintendencia de Industria y Comercio, 2011). Por otro lado, dentro del mercado eléctrico colombiano, la actividad de distribución puede ser realizada en conjunto con la de comercialización, de manera que todas las empresas de distribución que funcionan en Colombia son comercializadoras.

Los comercializadores son los intermediarios entre los usuarios finales y los agentes generadores y distribuidores; encargados de mediar entre estos para el suministro de electricidad. Además, éstos son responsables por la confiabilidad y calidad del abastecimiento de electricidad a los clientes dentro de su territorio. Por el modelo de mercado adoptado en Colombia este segmento tiene una fórmula tarifaria para establecer el precio de suministro para los usuarios regulados (Rothwell, 2003). La separación entre usuarios regulados y no regulados¹¹, permite que estos últimos puedan pactar de forma libre y directa el precio de la tarifa con los comercializadores; el precio de la tarifa para los usuarios regulados es fijado por la fórmula determinada por la CREG cada cinco años; sin embargo, actualmente rige la establecida por la Resolución CREG 119 de 2007.

3.3. Operación del mercado eléctrico colombiano

3.3.1. Opciones de comercialización dentro del mercado eléctrico nacional

El modelo de mercado eléctrico que opera en Colombia fue instaurado en 1995 con las Resoluciones CREG No. 024 y 025; no obstante, a lo largo de su existencia se han realizado modificaciones, algunas de las más relevantes se hicieron a través de la Resolución 051 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009a). La estructura de mercado implementada en Colombia buscó introducir competencia en las esferas de generación y comercialización, y reconoció el carácter de monopolio natural a la transmisión y distribución. Para desarrollar la competencia se constituyó un mercado mayorista, con una bolsa de energía, donde las

¹¹Usuarios no regulados: al inicio del mercado los límites para ser usuario no regulado eran de 2 MW; en 1997 pasó a ser de 1 MW; a partir de 1998 se definieron límites de potencia y energía en 0,5 MW y 270 MWh-mes respectivamente. Actualmente el consumo de un usuario para ser no regulado es de 55 MWh-mes o 0,1 MW (Enertolima, 2016)

plantas con una capacidad instalada mayor a 20 MW, realizan la venta de su electricidad. Las plantas con una capacidad entre 10 MW y 20 MW puede elegir si participan o no de éste mercado; y las plantas con capacidad menor a 10 MW, denominadas como plantas menores, no pueden comercializar su electricidad dentro de éste mercado, según lo dispuesto en la Resolución CREG 084 de 1996 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996) (ver Sección 3.1.1).

La electricidad generada por las plantas menores puede ser vendida por medio de un comercializador que atienda demanda regulada, sin necesidad de una convocatoria pública, sólo si no existe vinculación económica entre estos dos. La otra opción que tiene estos agentes es optar por vender la electricidad por medio de convocatoria pública, y como última opción está que la electricidad sea vendida a precios pactados libremente entre el generador y los usuarios no regulados, otros generadores o comercializadores que atiendan de forma exclusiva a usuarios no regulados (OLADE, 2013). Estas opciones de comercialización podrían ser usadas por los autogeneradores y generadores distribuidos para vender la electricidad producida.

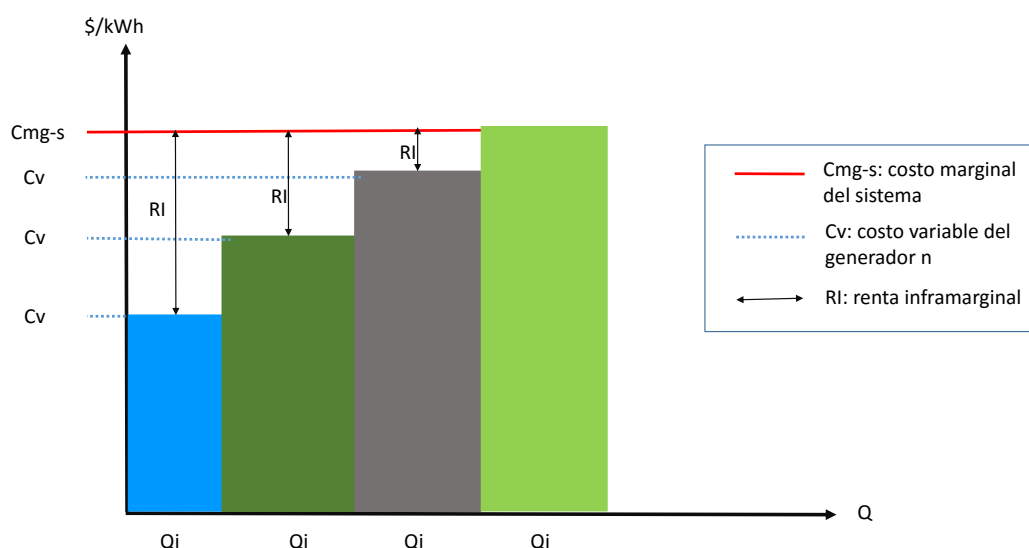
Las plantas que tranzas el total o parte de la electricidad generada a través de la bolsa de energía perciben ingresos por los costos variables y fijos, estos costos están asociados a la mano de obra, capital y recursos energéticos y su clasificación depende de si estos varían o no en un periodo de tiempo largo, un año o más; por ejemplo el valor de los salarios de la mano de obra es un costo fijo, mientras que el del combustible es variable (Ventosa, Linares, y Pérez Arriaga, 2013, pág. 53). La remuneración de los primeros se hace por medio de los costos marginales reportados en la bolsa de forma diaria, y se recuperan en el mercado de corto plazo o *spot* cuando la planta sale despachada (ver Sección 3.3.2). La remuneración de los costos fijos se hace a través de las siguientes opciones (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006, pág. 47):

- **Renta inframargial:** la remuneración que perciben todos los agentes que participen del mercado *spot* es el costo marginal del sistema, el cual corresponde al precio de oferta del último generador requerido para atender la demanda, dentro de un despacho económico ideal; permitiendo que los generadores con costos variables inferiores al costo marginal del sistema, perciban una renta inframarginal, que resulta de la diferencia entre estos entre el costo marginal del sistema y el costo marginal del generador, como se muestra en la Figura 3-9, de esa manera los generadores eficientes cubren con esta renta los costos fijos.

Si los agentes generadores comprometen el total de su producción de electricidad con contratos de suministro, estos no reciben la renta inframarginal. Si estos vender sólo parte de su producción a través de contratos y otra parte a través de la bolsa, el agente recibirá la renta inframarginal por la electricidad que venda en bolsa, únicamente si es

una planta eficiente.

Figura 3-9. Renta inframarginal del mercado eléctrico colombiano



Fuente: elaboración propia

- **Cargo por confiabilidad:** es un esquema que permite que los generadores tengan un ingreso constante por un periodo de diez años. Este esquema se implementó en 2006 con el fin de viabilizar la inversión en el segmento de generación, aportando seguridad y confiabilidad al sistema eléctrico nacional, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador. Este esquema tiene el componente de Obligación de Energía Firme (OEF), calculado de forma diferenciada para cada generador, que determina la cantidad de energía con la que el generador deberá respaldar al sistema eléctrico nacional en caso de escasez, y éste recibirá una remuneración anticipada por el respaldo que dará al sistema. Por otro lado, con la implementación de este cargo, se espera blindar a los usuarios finales de pagar una tarifa elevada de electricidad, ya que los generadores que participan en este esquema entrarán a operar cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez determinado por la CREG (Mesa Palacio, 2012, pág. 25) (ver Sección 3.1.3).
- **Contratos de largo plazo:** son acuerdos a largo plazo de carácter financiero entre generadores y comercializadores o grandes usuarios; en estos se considera el costo de producción y los riesgos de mercado. Los contratos deben ser registrados ante el ASIC cinco días antes de la entrada en operación comercial del contrato; además, existen dos modalidades de contratos que son (i) pague lo contratado, que consiste en que se paga

por una cantidad fija de energía, y (ii) pague lo demandado, que establece un precio por la energía que se demande (Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA), 2013). No existe límite de tiempo ni de cantidad de entrega de energía de estos contratos. Los contratos destinados a abastecer usuarios regulados se rigen por las disposiciones de la Resolución CREG 020 de 1996 y 167 de 2008; los contratos de energía para abastecer usuarios no regulados se negocian a precios y condiciones pactadas libremente entre las partes (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006).

3.3.2. Operación del mercado mayorista de energía: el día anterior a la operación

Por su parte, el mercado de corto plazo, que permite recuperar los costos variables, funciona como una bolsa de energía donde generadores y comercializadores presentan sus ofertas de precio y cantidad a las 8:00 horas, al Centro Nacional de Despacho (CND) para la operación del día siguiente. Con la información de las ofertas enviadas por los generadores, que incluyen los costos variables más un componente de riesgo, el CND realiza el programa de generación que cubre la demanda doméstica esperada, más las exportaciones, menos las importaciones, para cada hora del día siguiente. En este plan se debe tener en cuenta las restricciones técnicas del sistema de transmisión, la reserva rodante y las inflexibilidades del sistema. El programa resultante de este despacho es enviado a las plantas generadoras antes de las 14:45 horas del día anterior a la operación (Unidad de Planeación Minero Energética, 2004, pág. 36).

Durante el día de la operación, el programa establecido por el CND puede presentar cambios, estas modificaciones se denominan redespacho. Son causas de redespacho la salida o entrada de unidades en mantenimiento; cambios en los límites de transferencia por modificaciones en la red; variaciones mayores a 20 MW en la demanda. Este procedimiento debe ser solicitado por el agente generador con hora y media de anticipación a la vigencia. Si las variaciones realizadas a lo largo del día son superiores al 5 % existe una penalización que se liquida a un precio igual a la diferencia entre el precio de bolsa y el del generador; este pago es distribuido a los comercializadores a prorrata de su demanda (Superintendencia de Industria y Comercio, 2011).

Asimismo, para cumplir con el programa de generación es necesario poner en funcionamiento plantas con costo marginal superior al del sistema, generado Sobrecostos por Restricciones (SCR). Dentro de estos SCR están las de las reconciliaciones positivas y negativas, que se calculan con la Ecuación 3-1 y Ecuación 3-6 de la Sección 3.1; el cálculo de estos SCR se calcula con la Ecuación 3-8 (Superintendencia de Industria y Comercio, 2011).

$$SCR = \text{cantidades restringidas} * (\text{reconciliaciones positivas} - \text{reconciliaciones negativas}) \quad (3-8)$$

3.3.3. Operación del mercado mayorista de energía: el día de la operación

Al día siguiente del día de operación, los generadores y comercializadores deben enviar la información registrada en las fronteras comerciales del día anterior al ASIC de forma electrónica; el envío de esta información se hace entre las 8:00 y las 16:00 horas. El ASIC, con base en la información suministrada por los agentes participantes del mercado realizará un despacho ideal y liquidará a los generadores. El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) se encarga de la facturación, cobro y distribución de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

El despacho ideal, que se realiza a más tardar tres días después de la operación, resulta de usar las plantas más económicas para cubrir la demanda doméstica real, considerando los precios de oferta en bolsa, los precios de arranque-parada de los generadores térmicos y los precios de oferta en los nodos de frontera para exportación, para un horizonte de planeación de 24 horas usando la Ecuación 3-9. Este despacho se realizará por cada día de la operación del sistema; las condiciones iniciales del despacho ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones finales del despacho ideal del día $t-1$, sin considerar las restricciones de la red de transporte. Adicionalmente, con este despacho se establece el precio de bolsa o *spot* como se puede ver en la Figura 3-10; este precio incluye el pago del cargo por confiabilidad y la contribución de un peso y cuatro centavos por kilovatio hora destinados a financiar al Fondo de Energización de la ZNI (FAZNI). Los procesos operativos y comerciales realizados durante en el día anterior a la operación, el día de la operación y el día posterior a este son mostrados en la Figura 3-11.

$$Min = \sum_t \sum_i (Pof_i \times Q_{it}) + Par_i \quad (3-9)$$

Sujeto a $D_t \leq \sum_i Q_{it}$

Donde:

i: indexa los recursos de generación.

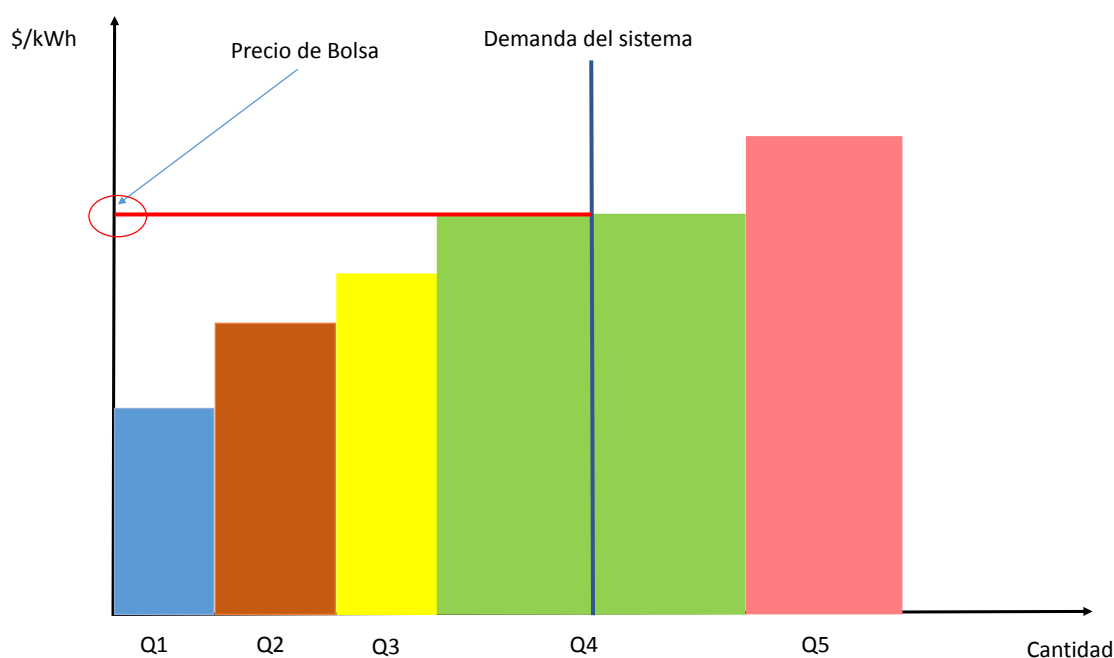
t: indexa las horas del día.

Pof: oferta de precio en la bolsa de energía.

Par: oferta de precio arranque/parada.

D: demanda.

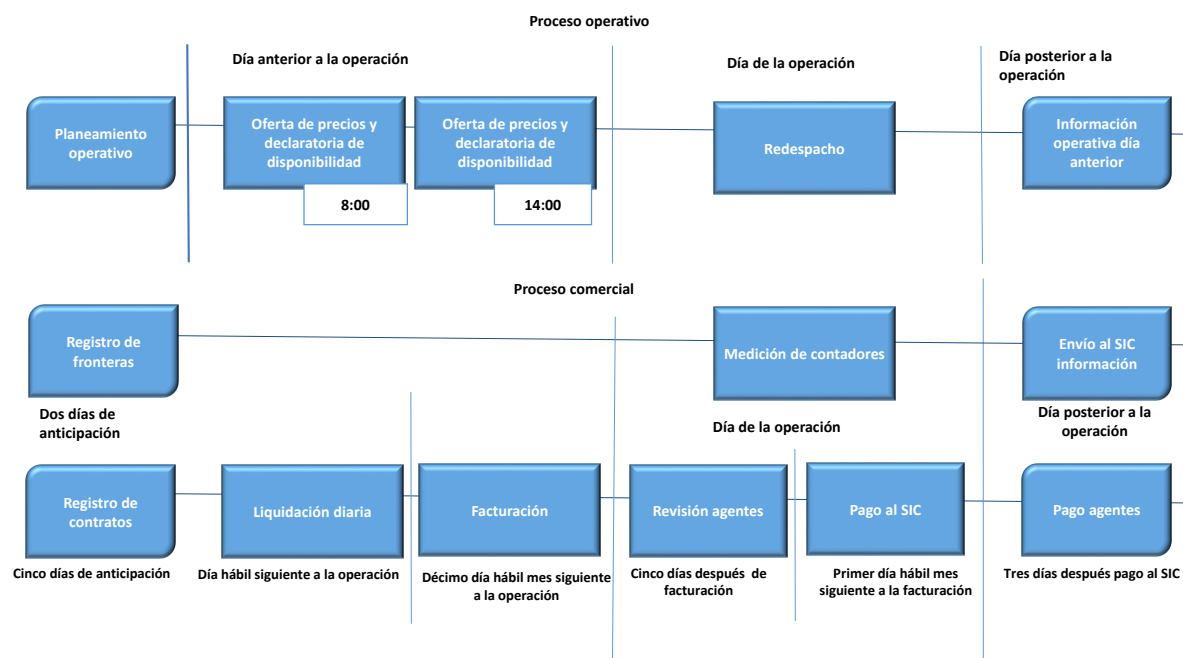
Figura 3-10. Formación del precio de bolsa de energía



Fuente: elaboración propia, datos tomados de (Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006, pág. 47)

A pesar de la reforma realizada al mercado eléctrico colombiano, la poca competencia en la esfera de generación no ha permitido que se superen todos los problemas por los cuales se implementaron los cambios al inicio de la década de los noventa. Esta situación a sido causada, por un lado, por la inelasticidad de la demanda, que muestran niveles que oscilan entre 0,067 y -0,12, para periodos de corto plazo en Colombia, debido a que el acceso a la información del consumo por parte de los usuarios es recibida de forma tardía (Botero, García, y Velásquez, 2015). Por otro lado, está la característica de que la electricidad es difícilmente almacenable, por lo tanto, debe existir un flujo constante que genere un balance entre oferta y demanda (Ventosa y cols., 2013), siendo esto un indicador de que el mercado de electricidad no se comporta igual a uno de bienes, como está planteado en Colombia (Kirschen y Strbac, 2004).

Lo anterior refuerza la necesidad de la intervención del gobierno; para que éste realice auditorías a las ofertas presentadas en bolsa por parte de los generadores, y los dineros entregados por medio del mercado secundario. La falta de control y de coordinación entre las entidades

Figura 3-11. Proceso operativo y comercial en el mercado eléctrico colombiano.

Fuente: elaboración propia, datos tomados de (Interconexión Eléctrica S.A. ISA, 2002, pág. 109)

del sector eléctrico ha permitido que en la esfera de generación se forme un oligopolio y sean unas pocas empresas las que la dominan (Superintendencia de Industria y Comercio, 2011). Asimismo, la poca diversificación de la matriz eléctrica colombiana deja a ésta en situación de vulnerabilidad ante fenómenos climatológicos, como el Niño, donde se presentan bajas precipitaciones y los niveles de los embalses disminuyen; además, en dichas situaciones los mecanismo implementados para superarlas no han sido eficaces y ha permitido que los clientes sean los más afectados con alzas en las tarifas, como sucedió en 2015 con el cargo por confiabilidad. Por lo tanto, es necesario la introducción de otras formas de generación como las energías renovables, a través de los autogeneradores y generadores distribuidos, que podrían aportar confiabilidad dentro del SIN y dar una solución a los problemas de electrificación de las ZNI.

4. Descripción de la Ley 1715 de 2014

Este capítulo presenta la descripción de la Ley 1715 de 2014 que promueve la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico nacional, impulsa la respuesta de la demanda como complemento de las acciones de uso racional y eficiente de la energía, e introduce dos actores al mercado eléctrico nacional. Para esto, se presentan los objetivos, definiciones, mecanismos, cambios en las entidades intersectoriales, medidas para mejorar la eficiencia energética y el sistema de financiamiento y control de la Ley 1715. El capítulo finaliza con el análisis del documento legislativo.

4.1. Descripción de la Ley 1715

El 13 de mayo de 2014 el gobierno colombiano emitió la Ley 1715 (El Congreso de Colombia, 2014) con la que se busca integrar las energías no convencionales, particularmente las renovables¹, al mercado eléctrico colombiano y a las Zonas No Interconectadas (ZNI). Con la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional se espera reducir las emisiones de gases efecto invernadero, incrementar la seguridad de abastecimiento de electricidad, promover la eficiencia energética, involucrar a los consumidores para crear programas de respuesta a la demanda y fomentar la investigación, inversión y desarrollo de tecnologías limpias; estos objetivos deberán estar en concordancia con las Leyes 142 y 143 y con la política energética nacional y desarrollo económico sostenible.

Por otro lado, con esta ley se cumplen los compromisos internacionales adquiridos por Colombia en materia de energías renovables, reducción de gases efecto invernadero y gestión de la demanda, como los establecidos en la Ley 1665 de 2013 con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA² por su sigla en inglés), aprobada un año antes de la emisión de la ley (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 1)

¹Las energías renovables no convencionales son las solar, eólica, geotermia, biomasa, de los mares y las hidroeléctricas con capacidad instalada menor a 30 MW; la energía nuclear es considerada como no convencional (El Congreso de Colombia, 2014).

²*International Renewable Energy Agency* (IRENA) es una organización intergubernamental que da soporte a los países que buscan la transición de sus sistemas energéticos hacia unos sustentables; además, sirve como plataforma para cooperación internacional, repositorio de políticas, tecnologías y recursos financieros y conocimientos en energías renovables (IRENA, 2016)

Para cumplir los objetivos de la Ley 1715 el Estado deberá orientar las políticas públicas en la definición de mecanismos, idealmente, de un conjunto diverso de incentivos que integren aspectos regulatorios, tributarios, de mercado entre otros. Los gobiernos nacional, departamental y municipal deberán desarrollar planes con programas orientados a cada sub-sector energéticos y sus respectivos proyectos, para impulsar la gestión eficiente de la energía y la penetración de fuentes no convencionales de energía. Estos programas y proyectos deberán estimular la inversión en plantas de generación de electricidad que utilicen fuentes no convencionales, especialmente las renovables. Además, se propiciará la cooperación y coordinación entre el sector público y privado y los clientes finales para el desarrollo de las energías renovables.

Las energías no convencionales son aquellas que provienen de un flujo de energía constantemente disponible y son obtenidas a través de tecnologías novedosas (Bhattacharyya, 2011, pág. 11), por lo tanto, la definición de éstas cambia con la legislación de cada país; a nivel mundial las políticas se han enfocado en promover las tecnologías que se han establecido económicamente, tales como la solar fotovoltaica, eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas y geotermia (Armstrong y Hamrin, 2000). La legislación colombiana le ha dado el carácter de energía no convencional renovable a la proveniente de la biomasa, residuos, sol, viento, del interior de la Tierra, hidráulica a pequeña escala y de los mares, y se ha definido como energía no convencional a la nuclear; las plantas de generación de electricidad que utilicen como fuente una de estas energías recibirán los beneficios otorgados por la Ley 1715; además, serán declarados como un asunto de utilidad pública³ e interés social, público y de conveniencia nacional.

Por otro lado, las energías renovables no convencionales podrían aportar una solución a los problemas de electrificación de las ZNI; el acceso a una forma moderna de electricidad mejoraría la calidad de vida de las personas que viven en estas regiones y fomentaría el desarrollo sostenible que promueve la Ley 1715. Las iniciativas que se emprendan para la electrificación de estas zonas deberán estar apoyadas por una política nacional, debido a que las condiciones económicas, políticas y sociales de estas zonas no son atractivas para los inversionistas privados.

La implementación de proyectos de generación de electricidad la podrán hacer autogeneradores y generadores distribuidos, que son dos actores que la ley introduce al mercado eléctrico nacional. Los primeros son personas naturales o jurídicas que generan electricidad para su propio consumo, y pueden entregar sus excedentes a la red en cualquier caso, y no sólo en condiciones de escasez como estaba estipulado anteriormente (El Congreso de Colombia,

³La clasificación de utilidad pública hará que los proyectos de energías renovables tengan primacía en lo referente al ordenamiento del territorio, urbanismo, planificación ambiental, fomento económico y valoración positiva en los procesos administrativos (El Congreso de Colombia, 2014)

2014). Para realizar la entrega excedentes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), establecerá las reglas y procedimientos que regirán dicho intercambio.

Adicionalmente, se hará una diferenciación entre autogeneración a gran y pequeña escala, el límite de potencia establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), a través de la Resolución 281 de 2015, fue de 1 MW. La generación distribuida estará localizada cerca de los centros de consumo y se conectará al Sistema de Distribución Local (SDL), esto se conoce como sistemas *on-grid*. Por otro lado, se acondicionarán las políticas públicas del sector a los lineamientos y tendencias internacionales, con el fin de participar en un mercado internacional de carbono.

Para apoyar a los actores del mercado que usen fuentes renovables para generar electricidad se implementarán mecanismos de incentivo; para los prestadores del servicio de electricidad en las ZNI, que usen combustibles fósiles, se buscará que hagan un reemplazo parcial o total de estas tecnologías por las no convencionales. Con el incremento de las energías renovables se espera mejorar los niveles de sustentabilidad, reducir la vulnerabilidad del sistema eléctrico al disminuir la dependencia de fuentes finitas (combustibles fósiles) y blindar al mercado eléctrico de las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles.

Los incentivos definidos por la Ley 1715, con los cuales se espera promover las iniciativas de proyectos de generación de electricidad a partir de energías renovables, e investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para la generación de electricidad son los que se muestran a continuación, para acceder a cada uno de estos beneficios, el proyecto debe tener la certificación ambiental del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:

- Reducción del 50 % en el impuesto de declaración de renta durante los cinco años siguientes al año en que se realice la inversión a quienes inviertan en el fomento de las energías renovables no convencionales.
- Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados utilizados para producir energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), serán exentos de IVA.
- Los equipos, materiales, maquinaria e insumos necesarios para generar electricidad usando fuentes no convencionales de energía renovable, que estos no se produzcan en la industria nacional, serán eximidos de pagar los impuestos arancelarios. Esta exención deberá ser solicitada a la DIAN, presentado la documentación del proyecto más la certificación del MME.
- Incentivo contable denominado depreciación acelerada de activos, aplicada a maquinaria, equipos y obras civiles. La tasa anual de depreciación acelerada será de máximo

20 % sobre el valor total de la inversión.

En cuanto al uso de la biomasa de las zonas de silvicultura para la generación de electricidad se hace una clasificación por medio del Plan Nacional de Desarrollo Forestal (PNDF) de cómo se hará el aprovechamiento de los residuos y subproductos, dejando el porcentaje necesario para mantener las condiciones de suelo; en caso de no existir un PNDP o similares se utilizarán todos los subproductos y residuos obtenidos en los aprovechamientos o tratamientos. La biomasa forestal será clasificada según su valor energético, esta clasificación será hecha por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y las corporaciones autónomas regionales teniendo en cuenta criterios ambientales, de sostenibilidad y económicos. El MME reglamentará el procedimiento para clasificar los combustibles sólidos de la biomasa según su calidad.

El desarrollo de la energía solar será por medio del fomento de los autogeneradores a pequeña y gran escala y los generadores distribuidos, estimulando el uso de paneles solares para la generación de electricidad en los proyectos de urbanización a nivel municipal o distrital y en las edificaciones oficiales y privadas, implementado esquemas de medición neta. Además, el gobierno nacional buscará estimular la autogeneración a nivel residencial en los estratos 1,2 y 3 como sustituto del subsidio a las tarifas. El MME establecerá las normas técnicas y de calidad de las instalaciones, los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes y normas de seguridad.

El gobierno nacional promoverá el uso de la energía eólica, principalmente, en proyectos de generación de electricidad en las ZNI y aisladas; para esto, el MME determinará los requerimientos técnicos y de calidad; asimismo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible establecerá los requerimientos ambientales que deben cumplir estas instalaciones.

Para los otros tipos de aprovechamientos, energía geotérmica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y la energía de los mares el gobierno nacional a través del MME determinará las formas de promoción para uso y reconocimiento de potencial de estas fuentes, además definirá las condiciones de participación de esas plantas dentro del MEM y en las ZNI. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible será el encargado de promover estas de forma integral y sostenible, y de definir los parámetros ambientales que deben cumplir estas tecnologías, propendiendo por la conservación y cuidado de los ecosistemas de las zonas de aprovechamiento.

Para agilizar y concretar todos estos cambios dentro del marco legal del sector energético colombiano, y específicamente del sector eléctrico, las entidades del Estado deberán asumir nuevos roles, enfocándose en la formación y capacitación de capital humano, y buscar la cooperación internacional en materia de generación de electricidad a partir de FNCER y

FNCE. Algunos de esos cambios definidos por entidades son los siguientes:

- Ministerio de Minas y Energía (MME) (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 6)
 - Deberá en un plazo de 12 meses a partir de la expedición de ley modificar la política energética nacional, sentando las bases para promover la generación de electricidad con FNCER, esto dentro de los criterios de eficiencia y sostenibilidad establecidos en la Ley 142 y 143.
 - Establecer la reglamentación técnica para cada fuente no convencional de energía renovable, la entrega de excedentes por parte de los autogeneradores, entre otros.
 - Expedir los lineamientos de etiquetado de equipos y la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos manufacturados.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 6)
 - Establecerá los procedimientos de comercialización de los excedentes de electricidad generada por los autogeneradores.
 - Definirá procesos simplificados para los autogeneradores con una capacidad instalada menor a 5 MW.
 - Creará los mecanismos regulatorios para promover la respuesta de la demanda y mejora de la eficiencia energética dentro del SIN.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 6)
 - Será le encargada de definir los límites de potencia que clasificarán a los autogeneradores como de pequeña o gran escala.
 - Definirá cuales fuentes además de las descritas anteriormente será consideradas como renovables no convencionales y convencionales, adicionalmente establecerá cuales fuentes dejarán de tener el carácter de no convencional.
 - Realizará campañas para fomentar la autogeneración a pequeña escala y la eficiencia energética.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 7)
 - Evaluará y certificará los beneficios ambientales del uso de FNCER, con el fin de que los proyectos puedan acceder los beneficios tributarios otorgados en la ley.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 7)

- Será la encargada de establecer mecanismos de evaluación rápida para los proyectos de mejora, ampliación y adaptación de la instalaciones eléctricas y de hidrocarburos; proyectos con FNCER para generación y cogeneración que sean amigables con el medio y contribuyan a la mejora de la seguridad en el suministro de electricidad.
- Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 8)
 - Apoyarán los proyectos de utilicen FNCER para la cogeneración, generación de electricidad y generación distribuida dentro de su jurisdicción, acelerando el otorgamiento de permisos para instalación, ampliación y mejora de los sistemas eléctricos de hidrocarburos. Todo esto garantizando que los proyectos tiene un mínimo impacto ambiental y coadyuvan al desarrollo sostenible de la región.

Una vez las entidades cumplan con las nuevas funciones asignadas por ley, los autogeneradores podrán entregar los excedentes de electricidad al SIN por medio del sistema de distribución o transmisión. Para los autogeneradores a pequeña escala dichos excedentes serán reconocidos, por un esquema de medición bidireccional⁴, como créditos de energía⁵, según como lo defina la CREG. Adicionalmente, para estos se debe implementar un esquema de conexión a la red sencillo con el fin de facilitar la entrega de excedentes. Los créditos de energía obtenidos por la venta de excedentes podrán ser negociados con terceros, que pueden ser personas naturales o jurídicas a nivel nacional o internacional, a través del mercado secundario de energía. La venta de electricidad por parte de los generadores distribuidos será remunerada tomando como base los beneficios que ésta genera al sistema al cual se conecta. Algunos de esos beneficios son reducción de pérdidas, mejora en la calidad del servicio e incremento en la seguridad del sistema, la CREG establecerá la reglamentación que definirá las condiciones de la remuneración de estos.

El Gobierno además encaminará la política energética en el desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía y respuesta de la demanda. Se buscará seguir con los lineamientos establecidos por el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), creado por la Ley 697 y lanzado en 2001, que promovió el remplazo de 32 millones de bombillas incandescentes a las fluorescentes, así como el etiquetado de electrodomésticos con el fin de reducir el consumo residencial de electricidad en 1,2 % (Baez, 2011). Adicionalmente, se desarrollarán una serie de instrumentos que faciliten la consecución de esos objetivos, entre los que se destacan un Plan de Acción Indicativo, reglamentaciones técnicas, sistemas de etiquetado e información al consumidor

⁴Los autogeneradores a pequeña escala podrán usar medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de su consumo y entrega a la red (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 9).

⁵Los autogeneradores que entreguen excedentes de electricidad a la red serán acreedores de los créditos de energía (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 9)

sobre eficiencia energética y campañas de información y concientización. Asimismo, los edificios pertenecientes al sector oficial deberán en un plazo de diez años, establecer metas de eficiencia energética y tomar medidas de gestión eficiente de la energía, para ello deberán asignar anualmente el presupuesto necesario para cumplir con estos requerimientos.

Para iniciar el Plan de Acción Indicativo, el gobierno a través de la CREG establecerá mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta a la demanda; como medida complementaria se suscribirán acuerdos voluntarios con los agentes participantes del mercado eléctrico con el fin de incorporar medidas de mejora de la eficiencia energética y respuesta de la demanda, estos acuerdos estarán bajo control y supervisión de los organismos estatales intersectoriales. Los gobiernos nacional, departamental y local adoptarán planes de gestión eficiente de la energía, mecanismos de respuesta de la demanda, y promoverá el uso de fuentes no convencionales, para lo cual garantizarán los recursos financieros suficientes para la implementación de estos, a través de los fondos financieros existentes, así como por el fondo Fenoge⁶ creado por esta ley.

El Fenoge financiará con el otorgamiento de créditos de dos años, los proyectos de soluciones energéticas propuestas por MME para las ZNI; en estos proyectos para la generación de electricidad se usarán soluciones híbridas, combinando fuentes renovables para disponibles a nivel local con plantas diésel, dando prioridad a las zonas que se encuentren dentro de los planes de energización rural sostenible. Se buscará, en los casos donde sean más eficiente, el uso del GLP para la generación de electricidad, éste combustible recibirá el subsidio que determine el MME. Los proyectos financiados deberán presentar una evaluación de costo-beneficio donde se muestren los costos del proyecto y el ahorro económico o ingresos producido por éste.

Adicionalmente, se apoyarán los planes de gestión eficiente de la energía y respuesta de la demanda en las ZNI. Todos los proyectos destinados a la energización de las ZNI serán valorados por el gobierno nacional junto con la Autoridad de Licencias Ambientales (ANLA) y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), que serán los encargados de realizar y evaluar los estudios de impacto ambiental de esos proyectos; mientras que el MME evaluará el impacto energético de las instalaciones que generen electricidad a partir de FNCER que sean de competencia del gobierno nacional. La evaluación del cumplimiento de los objetivos planteados se hará cada cuatro años donde se realizará una evaluación de la gestión de la energía y los escenarios de evolución de la matriz eléctrica general.

El gobierno nacional junto con las administraciones públicas en el ámbito de su competencia

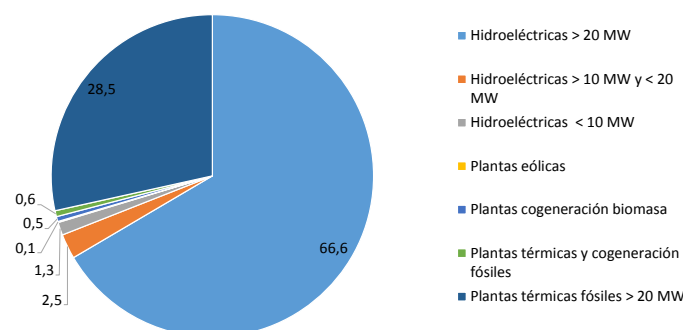
⁶Fenoge: fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía, este fondo se crea con el fin de financiar programas de uso de FNCE y gestión eficiente de la energía. Los recursos de éste fondo podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas así como organismos multilaterales e internacionales (El Congreso de Colombia, 2014, pág. 10)

deberá suprimir las barreras administrativas, técnicas y de mercado que permitan la inserción de las FNCE y la promoción de la gestión eficiente de la energía, con el fin de lograr una evolución en la diversificación de la matriz eléctrica nacional y la electrificación de las ZNI. Para remover estas barreras se buscará que el personal esté capacitado para llevar a cabo cada una de las funciones que le sea delegada de forma eficiente. Asimismo, el gobierno nacional cada cuatro años realiza una evaluación de los planes y programas de ahorro para la gestión eficiente de la energía, del Plan de fuentes no convencionales de energía renovable, del contexto de evolución del escenario energético general, la planificación de redes de transporte de electricidad y gas natural.

4.2. Análisis de la Ley 1715

La necesidad de incluir las energías renovables dentro de la matriz eléctrica colombiana se hace evidente al observar la alta dependencia de la hidroelectricidad, tal como se puede ver en la Figura 4-1, que para 2014 representaba el 66,6 % de la capacidad instalada que correspondía a 10.419,57 MW, dejando en una situación vulnerable al sistema en condiciones de bajos niveles en los embalses ocasionado por fenómenos climáticos; por otro lado, la generación de electricidad por medio de planta térmicas que representan el 29,1 %, deja al sistema eléctrico vulnerable ante las fluctuaciones de los precios del mercado internacional, la capacidad del país de mantener sus reservas de combustibles fósiles y la dependencia de la importación de estos, así mismo, incrementa la emisión de gases efecto invernadero. Estas situaciones reiteran la necesidad de la diversificación de las fuentes de generación de energía eléctrica con el fin de incrementar la resiliencia de todo el sistema, ante fenómenos naturales y coyunturas políticas y económicas nacionales e internacionales.

El marco legal para la integración de las fuentes de energía renovable en el que está basada la Ley 1715 sigue los lineamientos de la política energética nacional de eficiencia económica lograda a través de la libre competencia (El Congreso de Colombia, 2014); sin embargo, es necesario que en ésta se tome en cuenta las diferencias de las fuentes energéticas, estableciendo lineamientos que se adapten a cada una, con el fin de obtener el máximo beneficio e interiorizar las externalidades. Además, es importante la diferenciación de las políticas encaminadas a promover estas fuentes dentro de las distintas regiones del país, tomando como base si las regiones están dentro del SIN o si son ZNI, con el fin de aplicar la solución adecuada (Armstrong y Hamrin, 2000). Un factor a destacar dentro de la ley es la promoción de la investigación, inversión y desarrollo de tecnologías limpias que se encuentren en fase comercial o de desarrollo; así como el fortalecimiento de las relaciones del sector privado, público y académico de manera que la interacción entre estos actores de la sociedad impulse el uso masivo de estas tecnologías tanto en el SIN como en las ZNI.

Figura 4-1. Porcentaje de capacidad instalada por tecnología

Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 26)

Por otra parte, es importante que la evaluación económica de los proyectos de FNCER sea a largo plazo y considerando los beneficios ambientales y sociales con el fin de que estos sean competitivos en comparación a las plantas de generación de energía eléctrica que usan fuentes convencionales. Adicionalmente, es importante hacer claridad de los mecanismos de incentivo que se utilizaran para promover las energías renovables, a través de los nuevos actores, dentro del SIN y de las ZNI. Por otro lado, con ninguno de estos mecanismos se hace una modificación al mercado que facilite la inserción los autogeneradores y generadores distribuidos que generen con energías renovables, como se hace a nivel internacional a través de tarifas garantizadas y cuotas de comercialización, entre otros. Tampoco se hace una diferenciación amplia de la ventajas que cada tecnología puede aportar al SIN o a las ZNI, algunas de las características de estas se pueden ver en la Tabla 4-1 y Tabla 4-2.

Tabla 4-1. Usos *off-grid*

	Hidráulica	Eólica	Fotovoltaica	Geotermia	Biomasa	Solar térmica
Pequeñas redes de potencia para pueblos, islas, industria, turismo, etc.	x	x	x	x	x	x
Sistemas para casas, clínicas, escuelas, etc.	x	x	x	x	x	x
Bombeo y tratamiento de agua	x	x	x		x	x
Cargas no atendidas	x	x	x	x		x
Calefacción de espacio y aguas	x	x		x	x	x
Procesos de calefacción , cogeneración				x	x	x

Fuente: (Armstrong y Hamrin, 2000, pág. 16)

Asimismo, la falta de claridad de la implementación de la generación distribuida *off-grid* podría causar inconvenientes para que la población de las ZNI e islas puedan acceder a los incentivos otorgados por la ley. Privando a esas comunidades de acceder a los beneficios de implementar estas tecnologías para la generación de electricidad, ver Tabla 4-1, entre ellos

Tabla 4-2. Usos *on-grid*

	Hidráulica	Eólica	Fotovoltaica	Geotermia	Biomasa	Solar térmica
Transferencia de electricidad	x	x	x	x	x	x
Soporte a la red	x	x	x	x	x	x
Gestión de la demanda	x	x	x	x	x	x
Generación distribuida	x	x	x	x	x	x
Cogeneración				x	x	x

Fuente: (Armstrong y Hamrin, 2000, pág. 15)

se destaca el bombeo de agua para los poblados, el mejoramiento en el abastecimiento de electricidad en centros de salud y escuelas, y un beneficio indirecto sería la disposición de los residuos sólidos y de biomasa. Este último también representaría un beneficio para el SIN, además del fortalecimiento de la red, la reducción de pérdidas eléctricas, entre otros beneficios mostrados en la Tabla 4-2, de los cuales se resalta la gestión de la demanda, que es otro de los objetivos de la ley. La falta de claridad en algunas definiciones muestran que la Ley 1715 de 2014 es una ley marco para la integración de estas energías, que no promueve de una forma decidida la integración de éstas dentro del SIN y de las ZNI.

Los vacíos normativos de la Ley 1715, muestran que ésta es una ley marco, que no promoverá de forma decidida las energías renovables a través de los nuevos actores del mercado. a anterior hipótesis se plantea debido a la falta de diversificación de incentivos de la ley, de una meta cuantitativa de inserción de energías renovables, y de claridad en la participación de los autogeneradores a nivel residencial, al dejar sin definir el esquema de participación de estos, y especialmente de los generadores distribuidos, para lo cuales no hay ningún lineamiento respecto a su integración y operación en el mercado eléctrico. Asimismo, la ley no hace remoción de barreras en el mercado para facilitar la participación de los nuevos actores, tomando como base la estructura oligopolica que tiene la esfera de generación del sector eléctrico colombiano. Lo anterior deja el interrogante de si la promulgación de ésta fue sólo por cumplir con los compromisos internacionales adquiridos por Colombia en materia de energías renovables y reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

5. Casos de estudio a nivel de América Latina

Para realizar una propuesta de cómo se introducirían las energías renovables en el mercado eléctrico colombiano, a través de las figuras de autogeneradores y generadores distribuidos, de tres mercados eléctricos de países que han introducido estos dos actores. El análisis se enfoca en la operación del mercado con estos dos actores, en la normativa que permite el ingreso de los mismos a los mercados y los incentivos que intentan mantenerlos.

Los países de estudio a nivel de América Latina son Chile y Argentina, y fuera de esta se eligió a Reino Unido. Se ha elegido a Chile por ser el país pionero a nivel mundial en liberalizar y desverticalizar el sector eléctrico, y porque su modelo fue un referente para los demás países latinoamericanos; Argentina por los diferentes tipos de mecanismos y programas implementados para la introducción de las energías renovables en su matriz eléctrica a nivel urbano y rural; Reino Unido debido a que el mercado eléctrico colombiano opera con un modelo similar al que operaba en este país. Adicionalmente, estos tres países muestran una estructura del mercado eléctrico similar al colombiano, con la participación de agentes públicos y privados y el funcionamiento de una bolsa de energía, estas similitudes son importantes para realizar una comparación de las medidas tomadas.

5.1. Descripción del caso chileno

5.1.1. Descripción del mercado eléctrico chileno desde el año 1982 hasta el año 2014

El marco regulatorio que actualmente rige el sector energético en Chile fue instaurado en 1978. Durante la década de los ochenta se realizaron cambios en la normativa que buscaban liberalizar y desverticalizar las empresas de servicios públicos con el fin de estimular la inversión privada nacional e internacional; debido al objeto de estudio se desatacarán únicamente las relacionadas con el sector eléctrico. En 1982 entró en vigencia el Decreto con Fuerza de Ley No. 1 (Ministerio de minería, 1982) que realizó modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), de 1959, y adoptó el mismo nombre, segmentado y liberalizando

el sector eléctrico en tres esferas: generación, transmisión y distribución.

Las modificaciones realizadas al sector eléctrico por medio de la LGSE en 1982 tuvo como finalidad la introducción de agentes privados al sector y el inicio de la libre competencia en el segmento de generación (Serra, 2002). Al Estado chileno se le delegaron las funciones de regulación, fiscalización y planificación para la inversión en generación y transmisión. Durante los primeros años de vigencia de esta ley las recomendaciones realizadas por parte del Estado para la esfera de transmisión no eran de carácter vinculante, causando dificultades en la expansión de las redes de transmisión; por ese motivo la LGSE se modificó mediante la Ley 19.940 (Ley Corta I) de marzo de 2004 (Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile, 2004), con el fin de solucionar este inconveniente. El modelo de mercado que se adoptó en este país es tipo *pool* con participación obligatoria, es decir que las empresas que cumplan con las condiciones establecidas en el Decreto Supremo N° 327 sólo podrán comercializar a través de este mercado, y con contratos bilaterales.

El primer tipo de comercialización tiene costos auditados y un Mercado de Energía Mayorista (MEM), que lo diferencia de los mercados con ofertas libres, donde se hace transacciones de carácter comercial de energía y potencia. Los tipos de transacciones que se pueden realizar dentro de este mercado son compras en la bolsa a precio *spot*, o por medio de contratos de mediano o largo plazo. Lo anterior marca una diferenciación entre clientes regulados que muestran potencias conectadas menores a 500 kW; clientes libres o no regulados con potencias conectadas mayores a 500 kW, y clientes que pueden elegir entre estas dos categoría que presentan un consumo entre 500 kW y 2.000 kW, estos últimos deben cumplir con una cláusula de permanencia de cuatro años en la categoría seleccionada, en caso de que estos clientes cambien de categoría la solicitud se debe hacer al administrador del mercado con una anticipación de doce meses (Central Energía, 2016).

Dentro del MEM existe una categorización de los precios a los cuales se valoriza la potencia y la energía:

1. **Precio *spot*** o marginal es calculado de forma horaria por cada centro de despacho económico de carga, bajo criterios marginalistas; este precio se usa para valorizar las transacciones entre generadores y las inyecciones que estos hacen al sistema.
2. **Precios libres** estos son pactados directamente entre generadores y clientes libres, por medio de contratos bilaterales de carácter financiero.
3. **Precios de nudo** a nivel de generación-transporte, definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para cada subestación desde las cuales se efectúe suministro, estos precios son fijados semestralmente en los meses de abril y octubre, estos valores representan los costos marginales del sistema en un horizonte de 36 meses; estos precios

tiene dos componentes el precio de energía y el precio de potencia de punta¹, el valor resultante se compara con los precios libres y estos últimos se ajustan $\pm 5\%$ al valor del precio nudo.

4. **Precios de distribución** es el precio al cual las empresas de distribución venden la energía y potencia a sus clientes regulados; este precio tiene dos componentes uno es el precio nudo al cual la empresa compra la energía y potencia, y el otro es el Valor Agregado de Distribución (VAD); este VAD considera los costos fijos por concepto de gasto de administración, facturación y atención al usuario de una empresa modelo eficiente. Las empresas distribuidoras introdujeron los cambios establecidos en la Ley Corta II, tales como la adjudicación de sus contratos de suministro futuro de energía eléctrica a las generadoras por medio de licitaciones públicas, con el fin de incentivar a los agentes generadores de participar del mercado de contratos.

Para los generadores existen al menos cuatro opciones de remuneración de la potencia y energía (Maldonado, 2008):

- Costos marginales o precio *spot*, que es el precio de cierre de la última planta centralmente despachada; este valor lo reciben todas las plantas sin importar si su costo marginal es menor al costo marginal del sistema.
- Precio de nudo para empresas distribuidoras, este es el precio de producción a largo plazo del sistema.
- Precios estabilizados, las centrales con capacidad instalada menor a 9 MW pueden optar por esta opción.
- Precios libres, acordados entre clientes libres y las empresas generadoras.

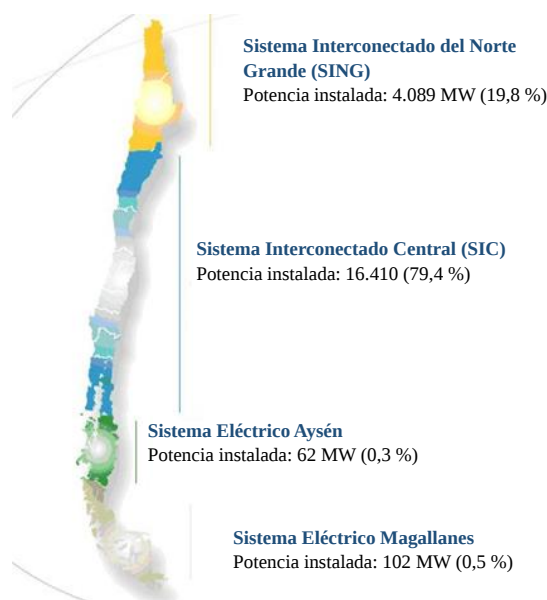
La coordinación de la operación del mercado y de los operadores de las líneas de transmisión dentro del sector eléctrico chileno es realizada por los dos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), que operan los mercados de los dos sistemas interconectados más grandes el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), ver Figura 5-1, reglamentados por Decreto Supremo N° 291. Entre las funciones de estas entidades se destacan las siguientes: (1) mantener la seguridad del sistema, (2) determinar los costos marginales, garantizar el acceso a la red y (3) coordinar la transacción más económica entre agentes. Los CDEC realizan el despacho de las empresas generadoras que superan los 200 MW de capacidad instalada y las empresas de transmisión con líneas que sumen una longitud mayor a 100 km. Las empresas generadoras con capacidad instalada menor o igual

¹El precio de potencia de punta resulta de determinar el tipo de unidades más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico; este valor se incrementa en porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico (Ministerio de minería, 1982)

de 9 MW y los clientes libres conectados a una barra de potencia menor a 4 MW no están obligados a participar en los CDEC (Palma, Jiménez, y Alarcón, 2009), según lo estableció el Decreto Supremo N° 327.

Los CDEC despachan las plantas generadoras en orden ascendente de acuerdo al costo marginal, es decir por orden de mérito, el precio *spot* del sistema es el costo marginal de la última planta generadora despachada. Además, se encarga de definir, operar y administrar los Servicios Complementarios (SSCC); para ello, cada CDEC deberá enviar, dentro de los primeros tres meses de cada año, al CNE un informe de definición y programa de servicios complementarios. Este informe debe contener la especificación técnica de cada uno de los SSCC, la identificación específica de los recursos que serán usados indicando la empresa responsable de su operación. La remuneración de cada servicios será dependiente de la categoría (Ministerio de Energía, 2011).

Figura 5-1. Sistemas interconectados de Chile

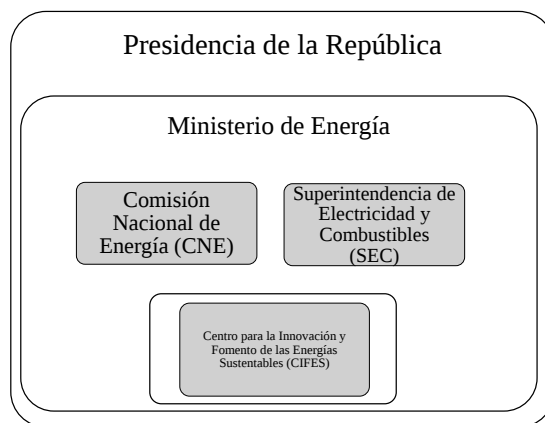


Fuente: elaboración propia con datos de (Comisión Nacional de Energía, 2016b, pág. 8)

Las entidades del Estado encargadas de aspectos institucionales del sector eléctrico son la Comisión Nacional de Energía (CNE) creada por Decreto Ley 2.224 de 1978 y modificada por Ley 20.402 de 2010 encargada de coordinar los planes, políticas y normas del sector; y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) creada con Ley 18.410 de 1985. Paralelamente a estas entidades se creó el tribunal de defensa de la libre competencia y el panel de expertos de la LGSE. Debido a que cada dependencia emanaba directrices que no tenían en cuenta las normas y decretos emitidos por otras instituciones del sector, en 2009

se creó el Ministerio de Energía mediante la Ley 20.402 con el fin de unificar la institucionalidad sectorial, e impulsarlo de forma más decidida. La organización del sector quedó como se muestra en la Figura 5-2.

Figura 5-2. Estructura de las entidades del sector eléctrico chileno



Fuente: elaboración propia

Para medir el grado de concentración del mercado eléctrico chileno según el índice de Herfidahl-Hirschman, calculado con la Ecuación 5-1

$$HHI = \sum_{i=1}^n \left(\frac{MW_i}{MW_{total}} \right)^2 \quad (5-1)$$

Donde:

MWi: potencia total instalada de la empresa i.

MWtotal: es la potencia del sistema. n: en el número total de participantes en el mercado.

Este índice es una medida para clasificar la concentración de los mercados; si el IHH es menor a 1.000 se define como no concentrado; si el IHH está entre 1.000 y 1.800 es un mercado moderadamente concentrado, si el IHH es mayor a 1.800 es un mercado altamente concentrado. En la Tabla 5-1 se muestra el valor de este índice para los principales sistemas interconectados de Chile, en la segunda columna muestra el valor para octubre de 2012 y en la tercera columna el valor para 2014. Esto se hace con el fin de mostrar cómo se ha dado la evolución de los mercados en el segmento de generación, si realmente se ha mejorado el nivel de competencia o por el contrario esta ha disminuido.

Tabla 5-1. Medida de concentración de la esfera de generación en los sistemas interconectados de Chile

Sistema	IHH para 2012	Grado de concentración	IHH para 2014	Grado de concentración
SING	3628,56	Altamente concentrado	2158,56	Altamente concentrado
SIC	2423,77	Altamente concentrado	1423,23	Moderadamente concentrado
Sistema Aysén	Verticalmente integrado	NA	Verticalmente integrado	NA
Sistema Magallanes	Verticalmente integrado	NA	Verticalmente integrado	NA

Fuente: elaboración propia, datos tomados de (Comisión Nacional de Energía, 2016a)(Centro de Energía, 2012)

A mediados del año 2009 se creó, el Centro de Energías Renovables (CER), que actualmente es el Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES) para enfocarse en seis frentes de acción(Ministerio de Energía, 2016):

- Reducir barreras y costos que dificultan la materialización de proyectos de energías sustentables.
- Articular y gestionar proyectos piloto u otras iniciativas estatales.
- Apoyar la formación de capacidades y transferencia tecnológica y de conocimiento en energías sustentables.
- Aumentar la eficiencia y evitar los fallos de coordinación de las intervenciones del Estado en materias de fomento y del mercado de energías alternativas.
- Incrementar la demanda por tecnología de energías renovables en el sector eléctrico como en otros usos.
- Promover el desarrollo científico-técnico local, vinculándolo a las políticas de diversificación energética y productiva del país.

5.1.2. Inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el mercado eléctrico chileno

Chile al ser un país que importa casi la totalidad de los energéticos que usa para la generación de electricidad, ha venido proponiendo políticas energéticas que den solución a este fenómeno, y fortalezcan su sistema energético nacional. Una de las opciones que ha tomado fuerza en los últimos años es el uso de Fuentes de Energía Renovables no Convencionales (FERNC) para la generación de energía eléctrica, que para 2015 representaban un 9 % de la

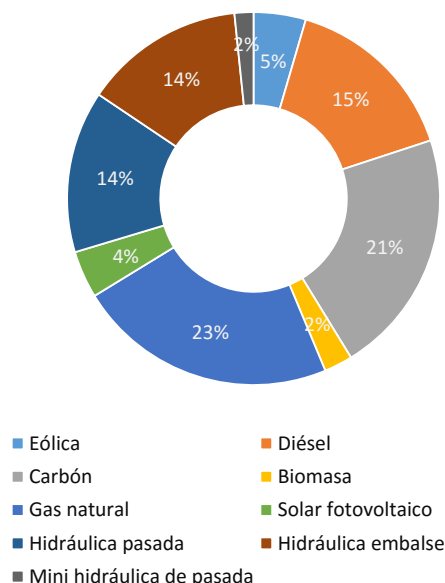
capacidad instalada en la matriz eléctrica (Ministerio de la energía and Generadoras de Chile A.G. and empresas eléctricas A.G. and ACERA and ACHEGEO, 2016, pág. 44). El apoyo a este tipo de tecnologías se ha dado por medio de la promulgación de leyes, instrumentos de apoyo y la instauración de un debate nacional a cerca de la importancia de la diversificación de la matriz energética y del rol que cumplen las energías renovables en la consecución de este objetivo (Palma y cols., 2009).

La diversificación de la matriz energética chilena es un asunto que debe ser eje central dentro de la política energética que lance el gobierno, ya que como se puede ver en la Figura 5-3 el país es altamente dependiente de combustibles fósiles, la mayoría de ellos importados. Con la inserción de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) se garantizaría no tener que afrontar una nueva crisis como la vivida en los años 1998 y 1999 por la dependencia de la hidroelectricidad, y en el año 2004 debido al corte del suministro de gas natural por parte de Argentina (Castillo y Maldonado, 2004). Con las dificultades se vislumbra la imposibilidad del mercado de fomentar una política sustentable, y esto advierte de la necesidad de la intervención del Estado a la hora de valorizar la energía de una forma integral y a largo plazo. Por otro lado, está la preservación del medio ambiente y la reducción de gases efecto invernadero que afecta la salud humana.

El gobierno ha buscado integrar las ERNC por medio de la promulgación de leyes, en la Figura 5-4 se observa la trayectoria legislativa de la normativa implementada para este fin. Las leyes cortas I y II del año 2004 y 2006 respectivamente removieron algunas barreras regulatorias para la integración de estas fuentes en el mercado eléctrico. La ley corta I reglamentó la apertura del mercado *spot* y aseguró el derecho de conexión a las redes de distribución a los pequeños generadores; además de la exención del pago de peaje por uso de la red de transmisión troncal para los Medios de Generación No Convencional (MGNC) en función de su potencia instalada, exonerando totalmente de este impuesto a las centrales con una capacidad instalada menor a 9 MW, y otorgando un apoyo proporcional a la capacidad instalada para las centrales entre 9 MW a 20 MW, siendo de cero la exoneración para las plantas con capacidad mayor a 20 MW. La ley corta II permite que los contratos de suministro de las empresas distribuidoras puedan tener un precio mayor al precio nudo, adicionalmente crea un mercado que permite dar incentivos a los clientes con una capacidad instalada menor a 2 MW que regulen su consumo.

Sin embargo, a pesar de las barreras removidas por medio de estas leyes se seguían presentando otros problemas como la falta de estudios de potencial energético renovable, la ausencia de incentivos que amortigüen el alto costo inicial de las inversiones para la implementación de éstas tecnologías, esas son algunas de las barreras que dificultaban la introducción de las energías renovables. La falta de internalización de las externalidades que se derivan de la producción de energía, son una distorsión en el mercado que limita la competitividad de

Figura 5-3. Porcentaje de capacidad instalada de generación por tecnología en todos los sistemas eléctricos en Chile

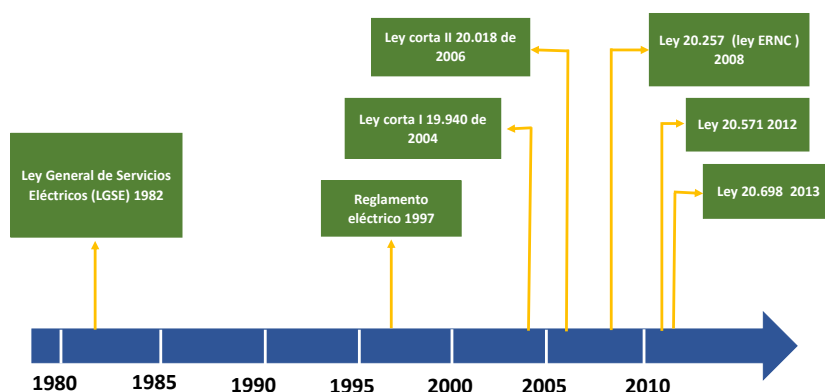


Fuente: elaboración propia, datos tomados de (Comisión Nacional de Energía, 2016b, pág. 8)

las ERNC, en un mercado que se rige por el principio de costos marginales (Maldonado, 2008).

Con el fin de superar las barreras presentadas el gobierno promulgó la Ley 20.257 en marzo de 2008 (Ministerio de economía fomento y reconstrucción, 2008), con ésta se abrió paso a la inserción de las energías renovables no convencionales de una forma más decidida, considerando las particularidades de éstas. Estableciendo que el 10 % de la energía comercializada por las empresas debe provenir de fuentes no convencionales cumpliendo con metas establecidas para cada año; las empresas que no cumplan con esta obligación deberán pagar una sanción económica que será de 0,4 UTM² por cada MWh de déficit. Además, define como medios de generación no convencionales a los que cumplen con los siguientes criterios: (Ministerio de economía fomento y reconstrucción, 2008)

²UTM es una unidad definida en Chile que corresponde a un monto de dinero expresado en pesos (CLP) y determinado por ley, el cual se actualiza en forma permanente por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y se utiliza como medida tributaria. La Unidad Tributaria Mensual (UTM) es ampliamente usada para efectos tributarios y de multas. Fue creada el 31 de diciembre de 1974 (DL 830, artículo 8) (Indicadores del día, 2016)

Figura 5-4. Trayectoria legislativa de las energías renovables en Chile

Fuente: elaboración propia

1. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
2. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
3. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
4. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
5. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
6. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
7. Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

En la misma ley se hace una clasificación del tipo de generadores no convencionales, en Pequeños Medios de Generación (PMG) o auto-generador con capacidad instalada menor a 9 MW, conectados a los sistemas troncal, sub-transmisión o adicional; los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) o generadores distribuidos cuya capacidad instalada sea menor o igual a 9 MW, pueden conectarse a nivel de distribución, y los Medios de Generación no Convencional (MGNC) con una capacidad instalada menor a 20 MW.

La conexión a los sistema de distribución, subtransmisión o transmisión tendrá una normativa dependiente del nivel de tensión; así para la red de distribución con tensión menor o igual a 23 kV rige la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO), y para los sistemas de subtransmisión y transmisión con tensiones superiores a los 23 kV rige la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSCS), en la Tabla 5-2 se muestran las exigencias de la NTSCS para ERNC, y los artículos de la norma aplicables a cada tecnología; además se debe tener en cuenta que los generadores que se conectan al nivel de distribución se conocen como PMGD, y los que se conectan a los sistemas de subtransmisión o transmisión se conocen como Pequeños Medios de Generación (PMG).

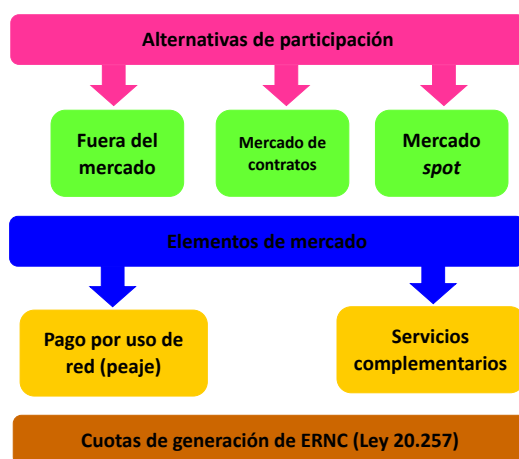
Tabla 5-2. Exigencias de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSCS) por tecnología

Descripción	Tecnología	Disposición	Artículo
Exigencias mínimas para diseño de instalaciones de generación	Máquina síncrona	Factor de potencia requerido bajo condición de operación de potencia máxima	3-7
	Eólica	Condiciones de FRT ³	3-8
	Eólica/Hidro	Tiempos de operación permitidos para diferentes niveles de frecuencia.	3-10
		Rangos frecuencia validos para operar	3-11
Estándares en generación y transmisión para estado de emergencia	Eólica	Rango de factor de potencia valido para operaciones de generadores eólicos	5-62
Estándares de calidad de producto eléctrico	Eólica	Límites de contaminación de la red para: armónicas de tensión y corriente, fluctuaciones de tensión, y severidad de parpadeo	5-87
Estudios de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva	Eólica ⁴	Asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva	6-43
Información técnica: unidades generadoras	Eólica/Hidro	Datos sobre máquina motriz	9-14
		Datos sobre fuente primaria de energía	9-15

Fuente: (Universidad de Chile y Ministerio de energía y división de energías renovables y GTZ y Centro de Energías, 2012, pág. 33)

Los proyectos de ERNC tienen tres alternativas de participación en el mercado para la comercialización de la energía y potencia como se muestra en la Figura 5-5, que son: fuera del mercado, en el mercado *spot*, o en el mercado de contratos; independientemente de la categoría los proyectos están sujetos a pagar por los servicios complementario (SSCC), y por los peajes por el uso de la red; por otro lado los generadores cuentan con la cuota de ERNC de 10 % que las empresas distribuidoras de energía deben comercializar, para contratos celebrados entre el 30 de agosto de 2007 y el 1 de julio de 2013.

Figura 5-5. Elementos constitutivos de la operación en el mercado eléctrico chileno



Fuente: (Palma y cols., 2009, pág. 82)

Con la alternativa de comercialización fuera de mercado, los generadores hacen una negociación directa con una empresa de distribución; si esta última atiende demanda regulada, el contrato se debe hacer por medio de licitación. Si el agente generadores con ERNC elige la modalidad de contratos, estos se pueden celebrar con otros generadores o clientes libre, bajo condiciones pactadas por las partes.

Al entrar un generador que use FERNC al mercado *spot*; la energía será valorada a costo marginal mientras que la potencia a precio de nudo. Si es un PMGD, las inyecciones que éste haga se referirán a la subestación más cercana, los que tengan una potencia inferior a 9 MW pueden optar por tener precios estabilizados, esto es que las inyecciones no son valorizadas a costo marginal sino que se hace a precio nudo (Palma y cols., 2009). Los generadores con fuentes renovables que participen del mercado *spot*, además, cuentan con el pago por capacidad o potencia firme, en este pago se distinguen dos categorías de las ERNC, las que

³Faul Ride Through: condición de operación de un generador eólico cuando la tensión en el Punto de Conexión varíe a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión.

⁴El artículo en mención también reglamenta para demás tecnologías.

pueden garantizar un suministro de potencia como la biomasa, geotérmica y otras, y las que no pueden garantizar el suministro como la eólica, solar y otras. Para el pago por capacidad o potencia firme se hace un cálculo de potencia inicial, en el que se hacen distinciones dependiendo del tipo de tecnología.

Para los medios de generación a pequeña escala, que no superen los 100 kW de capacidad instalada, conectados a nivel de distribución⁵, que generen electricidad para su propio abastecimiento con fuentes no convencionales, o por medio de la cogeneración, puede entregar los excedentes de energía al sistema por medio de sus propias conexiones (Ministerio de Energía de Chile, 2012).

En 2013 se promulgó la Ley 20.698 (Ministerio de Energía de Chile, 2013) que se establece una nueva meta de aporte de las ERNC, incrementándola a un 20 % para el año 2025, en la Tabla 5-3 se muestra las metas anuales de comercialización que se deben cumplir con esta ley. Se reconocerá la generación hecha por plantas construidas a partir del 1 de enero de 2007, o plantas que hagan la ampliación de su capacidad a partir de esta fecha que generen netamente con ERNC. Este cambio se realizó porque el gobierno nacional consideró que la meta anterior era insuficiente para atender las necesidades energéticas del país a futuro, que necesitará la instalación de 750 MW/año en plantas generadoras de electricidad (Rudnick, 2014), tomado como base el crecimiento económico y de demanda del país y la alta dependencia de éste de combustibles fósiles importados, que han hecho que el precio de la electricidad sea uno de los más altos de Latinoamérica (Ministerio de Energía, 2012).

Tabla 5-3. Aporte de las ERNC establecidos con la Ley 20.698 de 2013

Año	Aumento porcentual	Total
2013	5 %	5 %
2014	1 %	6 %
2020	6 %	12 %
2024	6 %	18 %
2025	2 %	20 %

Fuente: elaboración propia con datos de (Ministerio de Energía de Chile, 2013)

Las modificaciones introducidas por el gobierno al mercado eléctrico chileno dan muestra de que la instauración de un debate político, la intervención del Estado y la aplicación de diversos tipos de instrumentos de apoyo son fundamentales a la hora de evaluar las energías renovables de forma integral y a largo plazo. La Tabla 5-4 muestra el porcentaje de cumplimiento de las metas fijadas en comercialización de ERNC. En el periodo de 2010 a 2012

⁵La empresa de distribución deberá permitir que estos generadores se conecten a su red; en ningún caso la empresa distribuidora podrá realizar exigencias diferentes a las establecidas en el reglamento o norma vigente (Ministerio de Energía de Chile, 2012).

las metas no fueron cumplidas; sin embargo, desde 2014 a 2015 la meta no sólo fue alcanzada sino superada, en los dos principales sistemas interconectados de este país. Chile es ejemplo de que la evaluación integral a largo plazo de las energías renovables dentro de la política energética de un país es fundamental para impulsar estas, además, muestra que la intervención del Estado es un factor determinante para impulsar cualquier iniciativa dentro del sector eléctrico.

Asimismo, muestra que tener un modelo de mercado competitivo no es impedimento para solucionar problemáticas de índole nacional como son la protección del medio ambiente, el incremento del nivel de autarquía energética, el mejoramiento de los niveles de electrificación y la resiliencia de todo el sistema eléctrico nacional.

Tabla 5-4. Cumplimiento de las metas establecidas para las ERNC en Chile

Año	Inyecciones de ERNC [MWh]	Obligación de ERNC [MWh]	Retiros afectos [MWh]	Retiros totales [MWh]	Obligación (%)	Inyecciones sobre retiros totales (%)	Inyecciones
2010	1.031.839	647.471	12.948.344	54.853.957	5	1,2	8,0
2011	1.309.932	1.198.970	23.979.392	58.067.241	5	2,1	5,5
2012	2.247.752	1.571.396	31.427.913	65.624.010,2	5	3,4	7,2
2013	2.817.821	1.798.180	35.963.591	68.133.152,2	5	4,1	7,8
2014	4.610.533,4	2.002.753	39.673.219,2	71.886.235,2	6	6,4	11,6
2015	6.127.101,7	2.427.290,4	44.917.777,9	71.756.566,3	6	8,5	13,6

Fuente: (Universidad de Chile y Ministerio de energía y división de energías renovables y GTZ y Centro de Energías, 2012, pág. 55)(Centro de despacho económico de carga sistema interconectado norte grande, 2016)(Centro de despacho económico de carga sistema interconectado central, 2016b)(Centro de despacho económico de carga sistema interconectado central, 2016a)

5.2. Descripción del caso argentino

5.2.1. Descripción del mercado eléctrico argentino desde 1992 hasta 2013

En Argentina, la Ley 24.065 de 1992 (Secretaría de Energía, 1992) introdujo un nuevo marco normativo, inspirado en la reforma del sector eléctrico del Reino Unido, que segmentó la producción de energía eléctrica en: generación, transporte, y distribución; adicionalmente, se dió el carácter de monopolio natural a la esfera de transmisión y distribución, por ese motivo siguen siendo regulados por el Estado, y administrados y operados por agentes privados por medio de concesiones. Los agentes generadores deben participar del Mercado Mayorista de Energía (MME) regulado y vigilado por entes del Estado, este es un sistema tipo *pool*, que

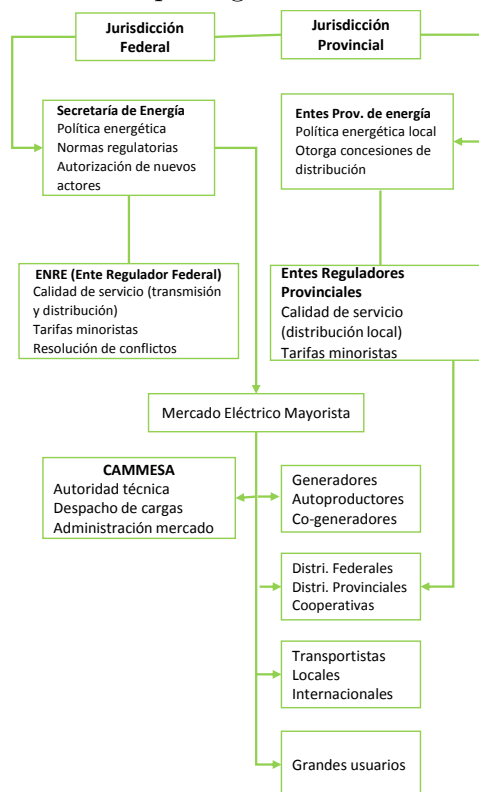
a través de la competencia busca mejorar la eficiencia del sector.

Esta modificación introducidas al sector eléctrico se gestaron en un contexto de reformas económicas de tendencia neoliberal, implementadas para solucionar los graves problemas fiscales afrontados al final de la década de los ochenta e inicios de la década del noventa (Bouille, Dubrovsky, y Maurer, 2001). Esta ley buscó promover la competencia y la participación de agentes privados en todos los eslabones de la producción de energía eléctrica, liberando al Estado de proveer este servicio público. Siguiendo esta tendencia, las empresas de servicios públicos de propiedad estatal empezaron a ser privatizadas; las únicas excepciones se hicieron con las plantas nucleares de generación eléctrica y las hidroeléctricas binacionales. A las empresas distribuidoras se les asignó la obligación de abastecimiento de toda la demanda que se instale en su zona de concesión, dejando recaer sobre este segmento el riesgo por desabastecimiento (Fandiño, 2008). Estas modificaciones se dieron a nivel federal, las empresas de servicios públicos provinciales podían elegir seguir o no seguir estas tendencias.

En este nuevo marco normativo se estableció que se debería mantener la eficiencia económica del sector, haciendo primar los derechos de los usuarios, no permitir competencia desleal o abusos de poder dentro del mercado. Debido a que las provincias son independiente y tiene su propia constitución, en concordancia con la Constitución Nacional, éstas son autónomas de definir los términos de la prestación del servicio de electricidad en su territorio, excepto en lo que se refiere a transferencias de electricidad interprovinciales (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2012). Igualmente, existen entidades que rigen en sector a nivel federal o provincial como se muestra en la Figura 5-6 (Fandiño, 2008):

- **Secretaría de energía (SE):** institución de orden federal, se le asignó la formulación de la política energética, y el seguimiento del comportamiento del mercado (oferta y demanda); adicionalmente, es el encargado de la preservación del medio ambiente.
- **Ente Regulador de la Electricidad (ENRE):** organismo autárquico creado en 1992 por el artículo 54 de la Ley 24.065, ejerce la función de regulador, controla el cumplimiento de los contratos en materia de calidad del servicio, aplica las sanciones pertinentes a quienes incumplan las normas del mercado; revisa las tarifas y el arbitraje entre agentes; además fue diseñado para evitar crisis entre el sector político y económico.
- **Compañía Administradora del Mercado Mayorista (CAMMESA):** coordina y hace despacho económico del sistema; realiza la administración comercial del mercado y la publicidad de las transacciones económicas mayoristas.

Estas entidades serían las encargadas de vigilar, operar, administrar y regular el funcionamiento del MEM, por medio del cual los agentes generadores ofertan la potencia y energía

Figura 5-6. Instituciones que regulan el sector eléctrico argentino

Fuente: (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2016)

producida a distribuidores, grandes usuarios y otros generadores, la participación de nuevos agentes generadores en este mercado es autorizada por la Secretaría de Energía. La remuneración de las ofertas de potencia tienen dos componentes que son, pago por potencia puesta a disposición (PPAD) que es la potencia máxima que es capaz de entregar la planta, y pago por reserva fría (PRES), que es la potencia térmica de puesta en marcha rápida usada sólo en casos de emergencia. La energía tiene dos opciones de comercialización que son el mercado a término mediante contratos a precios acordados entre las partes, y en el mercado *spot* donde se transa toda la energía restante con la participación de generadores, distribuidores y grandes usuarios (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2012).

Para el mercado al por menor esta misma ley clasificó a usuarios entre grandes usuarios y usuarios cautivos, estos últimos se clasifican por potencia o energía consumida. Los grandes usuarios se clasifican en GUMAS (grandes usuarios mayores), GUMES (grandes usuarios menores), GUPAS (grandes usuarios particulares) y GUDI (grandes usuarios de distribuidoras); los requisitos que se deben cumplir para ser clasificados dentro de una de estas categorías se muestran en la Tabla 5-5.

Tabla 5-5. Requisitos de clasificación de grandes usuarios en Argentina

Clasificación	Requisitos
GUMA	Tener como mínimo en cada punto de conexión física una demanda de potencia mayor o igual a 1 MW, y de energía igual o superior a 4380 MWh-año; además, debe contratar por lo menos el 50 % de su demanda con un generador reconocido por el MEM; instalar un equipo que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, y finalmente contar con un esquema de alivio de carga.
GUME	Tener como mínimo en cada punto de conexión físico una demanda entre 30 kW y 2000 kW; contratar el 100 % de su demanda con un generador reconocido por el MEM
GUPA	Tener en cada punto de conexión físico una demanda de entre 30 kW y 100 kW
GUDI	Tener una demanda de potencia mayor a 300 kW, no requiere del ingreso del cliente como agente del MEM

Fuente: (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2016)(Andreotti, 2012)

En el mercado mayorista, CAMMESA planea la operación del sistema interconectado para un periodo de seis meses, este programa se conoce como despacho económico de carga. Con base en este despacho, CAMMESA define los precios estacionales, que se calculan con el costo de producción de cada generador, trasladado al nodo al cual está conectado; este valor corresponde al cociente entre valor del combustible en el área donde se genera, y el consumo calórico por unidad generada. Los distribuidores pagan a CAMMESA el precio estacional, este valor es transferido a los usuarios regulados o cautivos; para cubrir la diferencia entre el precio estacional y el precio *spot* existe un fondo de estabilización. El precio *spot*, también determinado por CAMMESA, obtenido de la optimización para lograr una operación de mínimo costo, costo marginal, con los datos suministrados por los agentes. Este precio se define para el nodo localizado en el centro de carga del sistema, nodo de Ezeiza, como el mayor costo marginal más un ajuste por pérdidas. Los nodos no vinculados al mercado se remuneran usando los precios nodales, igual al mayor costo marginal de generación dentro del área desvinculada (Romero, 1998). Cuando existen congestiones en la red de transmisión se aplican los precios locales, esto como incentivo para que los agentes inviertan en la expansión del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), y así eliminar las restricciones en las redes.

Durante los años 2001 y 2002, se presentó una fuerte crisis económica desestabilizando al país no sólo en este ámbito, sino también en el político. En 2002 se emitió la Ley 25.561 de emergencia pública y de reforma del régimen cambiario (Senado y Cámara de la Nación Argentina, 2002), esta ley equiparó un peso argentino (1 ARS) a un dólar estadounidense, en los contratos de obras destinadas a prestar servicios públicos, lo que conllevó a que las tarifas experimentaran este mismo ajuste. Congeló todos los márgenes de distribución y transmisión regulados, revocó todos los ajustes de precios, determinó que el precio *spot* del mercado

fuera calculado con base en los precios del gas natural, aún en escenario de escasez de este combustible, independientemente del combustible usado para la generación de electricidad (Pampa energía inversores, 2014).

Las medidas tomadas sumadas a la devaluación del peso y los altos índices de inflación generaron un déficit estructural en la operación del MME, lo que tuvo un grave efecto sobre el sector eléctrico. Las empresas detuvieron las inversiones en expansión y los generadores estaban en su límite; *“adicionalmente, la crisis económica y las medidas de emergencia resultantes tuvieron un efecto adverso y significativo sobre otros sectores energéticos, incluyendo las empresas petroleras y gasíferas, lo que ha originado una reducción significativa del suministro de gas natural a las empresas generadoras que emplean este combustible en sus actividades de generación”* (Pampa energía inversores, 2014).

Por medio del Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista FONINVEMEM, en el 2004 se iniciaron las construcciones de dos nuevas plantas generadoras de ciclo combinado de 800 MW, éstas empezaron a operar en 2010. Estas medidas son indicadores de que el gobierno tomó un papel más decidido dentro del sector energético, y siguiendo con esta tendencia en ese mismo año por medio de la Ley 25.943 creó Energía Argentina S.A. (ENARSA). Asimismo en 2008 la Secretaría de Energía autorizó a CAMMESA para que ésta celebrara acuerdos de suministro en el MME con generadores que realizaran obras para reparar o repotenciar sus equipos de generación, con un costo que excediera en un 50 % los ingresos que esperarían recibir de las ventas en mercado *spot*.

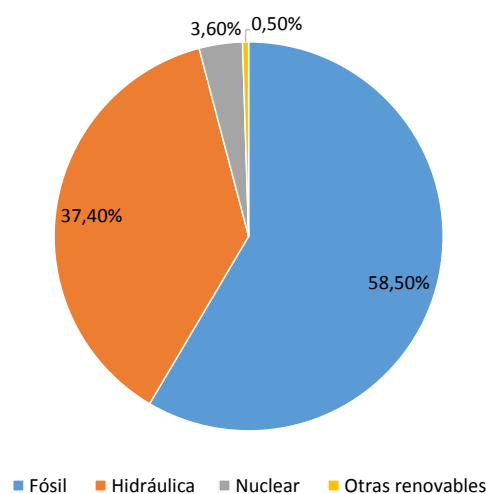
En el año 2014 existían 58 empresas generadoras participantes del MME, donde 35 eran térmicas, 20 hidroeléctricas, 2 compañías binacionales hidroeléctricas, y una nacional de generación nuclear; a partir de estos datos tomados de (Pampa energía inversores, 2014) para diciembre de 2014, se hizo el cálculo de concentración del mercado usando el IHH con la fórmula mostrada en la Ecuación 5-1; dando como resultado un IHH igual a 414,6 que es un mercado no conectado. Sin embargo, se ha incrementado en un 8 % el nivel de concentración desde diciembre de 2013 cuando presentó un valor de 381,07.

5.2.2. Inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el mercado eléctrico argentino

Argentina posee un alto potencial de fuentes energéticas renovables; no obstante, su matriz energética es altamente dependiente de combustibles fósiles, a pesar de que este porcentaje se ha ido reduciendo desde 87 % en 2011 a 58,5 % en 2014, como se muestra en la Figura 5-7; esta reducción se ha dado por el decaimiento en la producción local de gas natural que

pasó de 52,2 Mm³ a 44,1 Mm³ en 2012 (Schmidt, 2013). Por ese motivo el gobierno busca la introducción de las energías renovables, para ello ha promulgado una serie de leyes y lanzado programas que promueven el uso de éstas fuentes. En el año 1998 se publicó la Ley 25.019 para promover la energía eólica y solar (Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina, 1998), que otorgaba una exención de pago de impuestos a las instalaciones destinadas a la generación de electricidad con estos medio por 15 años, y un subsidio de 0,3 %/kWh por cada centavo de kWh generado por los sistemas eólicos que vendan su energía en el MME; sin embargo, estas medidas fracasaron debido a la crisis de 2001 y 2002, “*derivando en un subsidio insignificante para las energías renovables y la constante inaplicabilidad de la política de promoción*” (Energía Argentina S.A., 2016).

Figura 5-7. Generación de energía eléctrica en Argentina para 2014



Fuente: (Comisión Nacional de Energía Atómica y Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, 2015)

En 2006 con la Ley 26.190 de fomento al uso de fuentes de energía renovables destinadas a la producción de energía eléctrica (Balenstrini, Pampuro, Hidalgo, y Estrada, 2007). Argentina estableció como meta que para 2017 el 8 % del consumo de energía eléctrica a nivel nacional debía provenir de fuentes renovables; esto con el fin de reducir la emisión de gases efecto invernadero hasta en tres millones de toneladas de CO₂ anuales, y cumplir con los compromisos adquiridos en la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables realizada en Bonn en 2004 (International Centre of Trade and Sustainable Development, 2014). Para ese fin declaró como fuentes de energía renovables la eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de depuración, biogás y la hidráulica para las plantas que no superen los 30 MW.

Las políticas confinadas en esta ley para la promoción de estas energías van desde la creación de programas que evalúan aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros; la coordinación con la academia para el desarrollo de tecnologías aplicables al país; canalizar apoyo para las inversiones a nivel nacional e internacional. Asimismo por un periodo de diez años se instituirá un régimen de inversiones destinadas a la construcción de obras para la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Además, constituye el fondo fiduciario de energías renovables, administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, cuyos fondos serán destinados a otorgar una remuneración adicional a los generadores que produzcan energía con fuentes renovables y la comercialicen en el MEM, la distribución de este subsidio se hará de forma diferenciada tomando como criterio las particularidades de cada tecnología, las tarifas quedaron definidas como se muestra en la Tabla 5-6.

Tabla 5-6. Subsidios a las energías renovables en Argentina

Tecnología	Subsidio
Eólica	0,31 \$/kWh
Fotovoltaico solar	1 \$/kWh
Geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de depuración y biogás	0,015 \$/kWh
Hidroelectricidad	0,015 \$/kWh

Fuente: (Balenstrini y cols., 2007)

Siguiendo lo dictado por la Ley 26.190 en mayo de 2009 se lanzó el programa GENREN, como mecanismo de mercado que fija un precio subsidiado para la compra de energía proveniente de fuentes renovables. Con este programa se buscó incorporar 1.000 MW en proyectos de generación de electricidad; para eso el programa realizó estudio de potencial en las regiones y las clasificó de la forma como se muestra en la Figura 5-8. El gobierno autorizó a Enarsa S.A. para que ésta por medio de licitación celebrara contratos de suministro para el MEM. Por lo tanto, esta se compromete a comprar y vender energía a CAMMESA generada por los ganadores de esta licitación, pagando un precio constante en dólares durante 15 años.

En la primera licitación se presentaron ofertas de nueve empresas con 26 proyectos eólicos que sumaban 1.436,5 MW, aproximadamente un 40 % más de lo esperado, lo que significó que el estímulo otorgado fue capaz de atraer inversión privada; de estos 26 proyectos se aprobaron 17 que se muestran en la Tabla 5-7. La potencia instalada con estos proyectos sería de 754 MW, y se les pagaría aproximadamente USD 127 \$/MWh (Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), 2012). No obstante, actualmente sólo existen 130 MW habilitados comercialmente por CAMMESA; el fracaso de este programa se debe a la alta carga fiscal de Enarsa, situación que no generaba la suficiente confianza en que la estatal pudiera mantener la tarifa establecida durante 15 años (International Centre of Trade and Sustainable Development, 2014). Otro programa que se implementó fue el Programa de Energías Renovables

Figura 5-8. Mapa de potencial de energías renovables en Argentina

Fuente: (Fundacion Bariloche y otros, 2009, pág. 21)

en Mercados Rurales –PERMER- con este programa se buscó llevar energía eléctrica a las zonas rurales de difícil acceso, generada por medio de paneles solares fotovoltaicos, energía solar térmica y pequeños sistemas eólicos, otorgando subsidios totales o parciales para la instalación de los equipos; hasta el 2014 se realizaron un total de 29.984 instalaciones en hogares, escuelas y centro de salud en 19 provincias, sumando una capacidad instalada de 8.154 kW (Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios and secretaría de energía and dirección nacional de prospectiva, 2014).

Estos programas lanzados por el gobierno son una ventana para el crecimiento de la figura de autogenerador, así como de la introducción de la generación distribuida; asimismo, ayudarían a dar solución de energización en zonas rurales, y a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles con la implementación de energías renovables. Sin embargo, “*la experiencia argentina en la promoción de energías renovables demuestra que un correcto diseño de instrumentos regulatorios o de mercado no es suficiente para generar inversiones cuando la coyuntura político-económica del país no provee las garantías necesarias para la inversión en proyectos de largo plazo*” (International Centre of Trade and Sustainable Development, 2014).

las medidas implementadas en Chile y Argentina, a través de la promulgación de leyes, integran mecanismos de apoyo de diferente tipo, además, de hacer una remoción de barreras en los mercados eléctricos de estos países para la integración de los autogeneradores y generados.

Tabla 5-7. Adjudicados programa GENREN en Argentina

Adjudicado	Nombre	Potencia contratada [MW]
IMPESA	Malaspina I	50
	Malaspina I	30
	Koluel Kaike I	50
	Koluel Kaike I	50
Energías Sustentables S.A.	Pto. Madryn Oeste	20
Ex Emgasud	Pto. Madryn I	50
GENNEIA	Pto. Madryn II	50
	Rawson I	50
	Rawson II	30
Patagonia Wind Energy S.A.	Pto. Madryn Sur	50
International New Energy	Pto. Madryn Norte	50
Isolux Ingeniería S.A. e Isolux Corsán Argentina S.A.	Loma Blanca I	50
	Loma Blanca II	50
	Loma Blanca III	50
	Loma Blanca IV	50
SOGECIC S.A.	Tres Picos I	50
	Tres Picos II	50

Fuente: (Schmidt, 2013, pág. 20)

res distribuidos. Asimismo, en Argentina se crean programas de electrificación a nivel rural, usando fuentes no convencionales de energía, de manera que se incentiva la autogeneración en zonas aisladas, en la Tabla 5-8 se muestra una síntesis de las medidas adoptadas para la promoción de energías renovables a través de los autogeneradores y generadores distribuidos en Chile y Argentina.

Tabla 5-8. Síntesis de medidas adoptadas para la inserción de autogeneradores y generadores distribuidos en Chile y Argentina

País	Meta de inserción de ERNC	Incentivos otorgados	Condiciones del mercado para los Autogeneradores (AG) y Generadores Distribuidos (GD)	Programas creados	Sistema de seguimiento y control
Chile	20 % para 2020	1. Apertura del mercado spot y derecho de conexión a las redes de distribución a los UG y GD. 2. Exención de pago de peaje de acceso a la red de transmisión. 3. Los contratos de suministro celebrados entre los AG y GD podrán tener un precio mayor al precio de nudo. 4. Mercado de incentivos para los clientes con una capacidad instalada menor que 2 MW que regulen su consumo. 5. Cota de comercialización del 20 %.	1. Los AG y GD con menos de 9 MW, podrán optar por tener precios estabilizados.	1. No existe ningún programa creado por las leyes que promueven el uso de ERNC.	1. Las empresas que no cumplan con la cuota de comercialización serán sancionadas con una multa de 0,4 UTM por cada MWh de déficit. Si la empresa reincide más de tres veces la multa será incrementada a 0,6 UTM.
Argentina	8 % para 2017	1. Subsidio de 0,3 %/kWh por cada centavo de kWh generado por sistemas eólicos vendido en el mercado mayorista. 2. Exención de pago de impuesto de instalaciones de los parques eólicos o solares fotovoltaicos, durante 15 años. 3. Régimen de inversiones destinadas a la construcción de centrales generadoras de electricidad a partir de fuentes renovables, por periodo de diez años. 4. Feed In-Tariff.	1. No se especifica condiciones especiales en el mercado eléctrico para los AG y GD.	1. GENREN. 2. PERMER 3. Fondo fiduciario de ERNC.	1. Dentro de las leyes que promueven el uso de ERNC, no se define ningún sistema de seguimiento y/o control.

Fuente: elaboración propia

6. Caso de estudio: Reino Unido

6.1. Descripción del mercado eléctrico de Reino Unido desde 1990 hasta 2014

Antes de la segunda guerra mundial, el mercado eléctrico en Reino Unido (UK) estaba integrado por empresas privadas y municipales. El parque generador estaba conformado por plantas con una capacidad instalada promedio de 30 MW. El suministro de electricidad era realizado por más de 300 compañías, en su mayoría de propiedad estatal, que abastecían gran parte de los usuarios comerciales y residenciales. Adicionalmente, existían algunas empresas privadas, por lo general con altos consumos de electricidad, que contaban con su propia planta generadora (Pond, 2006). En el UK existían tres sistemas de transmisión, pertenecientes a Inglaterra, Escocia e Irlanda del Norte, que operaban de forma independiente. En 1947, en la época de posguerra el sector eléctrico del UK fue nacionalizado a través de la *Electricity Act* de ese mismo año

A partir de la nacionalización de la industria eléctrica, se creó la Autoridad Británica de Electricidad (BEA por su nombre en inglés). Esta entidad era encargada emitir las políticas y administrar el sector eléctrico; paralelamente, realizaba las actividades de generación y transmisión (Simmonds, 2002). Por otro lado, esta ley creó 14 juntas de área responsables de la distribución y comercialización de electricidad en las regiones en sus regiones. Con las leyes de reorganización del sector eléctrico de 1954 y 1957 se crearon entidades separadas para cada región, en Escocia e Irlanda del Norte se constituyeron las empresas nacionales con integración vertical *North of Scotland Hydro-Electric Board*, *South of Scotland Electricity Board* y *Northern Ireland Electricity Board*. En Inglaterra y Gales se estableció la Junta Central de Generación de Electricidad (*Central Electricity Generating Board* (CEGB)) encargada de la generación y transmisión, y 12 juntas de área encargadas de la distribución y comercialización (Pond, 2006).

El 27 de julio de 1989 se emitió la ley de reestructuración y privatización del sector eléctrico de UK, y la creación de sistema independiente de regulación. Esta reforma rompió la integración vertical de las empresas, con el fin de introducir competencia en cada segmento de la cadena productiva de la electricidad; sin embargo, algunas compañías permanecieron verticalmente integradas. Se unieron las actividades de distribución y comercialización, per-

mitiendo a estas nuevas empresas tener activos de generación que no superaran un 15 % de la energía total vendida por cada uno de estos. Siguiendo estas directrices, a partir del 31 de marzo de 1990 las empresas pertenecientes al Estado se fragmentaron, en Inglaterra y Gales la CEBG se dividió en tres compañías de generación y una de transmisión las cuales fueron *National Power*, *Powergen*, *Nuclear Electric* y la *National Grid Company* (NGC). Se reemplazó las juntas de área por veinte compañías regionales de electricidad (REC por su nombre en inglés), a cada una de estas empresas se le encargó suministrar electricidad a las áreas que tenían autorización (Simmonds, 2002). En Escocia las empresas existentes fueron reemplazadas por la actual *Scottish and Southern Energy*, manteniendo la integración vertical. Como ente regulador dentro de esta estructura de mercado se creó la oficina de regulación de electricidad, actual Ofgem.

Un nuevo reto de la reforma fue la creación de un *pool* de electricidad en Inglaterra y Gales, como sistema de mercado mayorista en el cual se transa toda la electricidad generada; no obstante, al ser ese modelo nuevo en el mundo la planeación y operación de éste fue similar a la que se tenía antes de la reforma. El *pool* trabajaba sobre la base de las ofertas de las compañías de generación; dentro de éste se vendía electricidad en 48 bloques de media hora durante las 24 horas del día. Las ofertas se presentaban con 24 horas de anticipación, como un mercado de día después. El sistema era operado por la *National Grid*, que ingresaba las ofertas en un programa llamado *Goal*; este programa realizaba la predicción de los niveles de demanda para las siguientes 24 horas, y organizaba las ofertas por mérito de precios, así la última unidad requerida para satisfacer la demanda fijaba el precio de todo el sistema (Pond, 2006, pág. 6).

En la operación del *pool* surgieron dos problemas principales; el primero fue el control que ejercían las empresas de generación sobre el precio del mercado, al restringir la oferta, debido a los poderes de mercado que existían. En 1994 esta situación llevó a que Ofgem solicitara a *National Power* y *Powergen*, empresas que dominaban el mercado, vender parte de sus activos con el fin de reducir su participación en éste. Adicionalmente, fueron obligados a mantener un precio promedio o por debajo de un cierto nivel durante los siguientes dos años. El segundo problema con el *pool* fue el uso intensivo que se hizo de los contratos por diferencia (CfDs), en los cuales los generadores y las compañías de suministro locales podían saltar el *pool*; estos contratos son de largo plazo, con acuerdos bilaterales entre generadores y comercializadores donde las condiciones son libremente pactadas entre las partes, esta fue una forma de blindarse de las fluctuaciones de los precios del mercado (Pond, 2006). Estos y otros problemas identificados en el *pool* eran similares a los que se presentaban antes de la reforma.

Para corregir los problemas presentados en el sector eléctrico, el 28 de marzo del 2000 se emitió la ley de empresas de servicios públicos; esta ley unificó el marco legal para los co-

comercializadores, e introdujo una única licencia de comercialización para toda Gran Bretaña. Además, esta ley estableció que las actividades de distribución y comercialización debían tener licencias separadas (Simmonds, 2002, pág. 9). Con estos nuevos cambios el 27 de marzo de 2001 se introdujo el esquema de nuevos acuerdos para la comercialización de electricidad (NETA por su nombre en inglés), dentro del cual se pactaban acuerdos bilaterales a través de mercados a plazo y futuros. Sin embargo, este nuevo esquema no dio resultado y sólo el 10 % de la energía transada se hacía a través de éste (Pond, 2006, pág. 7). La situación anterior llevó a que con la ley eléctrica de 2004 se introdujera un esquema de acuerdos británicos de comercialización y transmisión de electricidad (BETTA), con el fin de incrementar la competencia y superar los problemas presentados con NETA. Estos acuerdos por primera vez integraban a Escocia dentro del mercado de Gran Bretaña (International Energy Agency IEA, 2012, pág. 133).

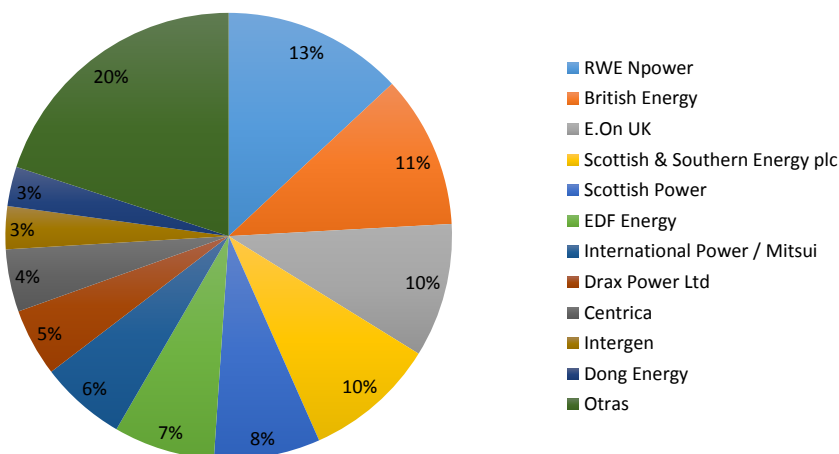
La integración de Escocia con el mercado de Inglaterra y Gales fue posible por las mejoras realizadas a la red de transmisión que entraron en operación en abril de 2005. Adicionalmente, con la interconexión realizada entre estas dos regiones, también fue posible integrar a Irlanda del Norte y la República de Irlanda, interconectadas entre sí desde 1996, y unidas a Escocia desde 2001. Sin embargo, a pesar de la unión de las redes de transmisión estas regiones no integraron completamente sus mercados. Sólo Irlanda del Norte e Irlanda en 2007 se integraron y crearon un único operador del mercado, junto como Inglaterra y Gales (SEMO por su nombre en inglés).

Gran Bretaña actualmente sigue operando con un sistema de mercado típico de bienes y productos; donde los generadores venden electricidad a través de contratos bilaterales, en el mercado *spot* y en mercados OTC¹ (International Energy Agency IEA, 2012). En el mercado mayorista la electricidad es comercializada en bloques de media hora, llamados periodos de liquidación; toda la coordinación del despacho y operación del mercado es realizado de forma centralizada por *National Grid Electricity Transmission* (NGET) que es el operador del sistema. Para 2014 el porcentaje de participación de las compañías de generación en el mercado del Reino Unido es el que se muestra en la Figura **6-1** donde se observa que las empresas existentes desde antes de las reformas iniciadas de 1989 han mantenido su participación dentro de este segmento del sector eléctrico.

El mercado minorista del Reino Unido tiene una competencia liberalizada desde finales de los noventa, pero fue sólo hasta 1999 que se liberalizó para todos los usuarios residenciales

¹Mercados OTC: también llamados mercados paralelos o extrabursátiles, se trata de mercados libres no regulados o de carácter privado; mercados fuera de la bolsa; mercados internacionales o nacionales no regulados sin ubicación física, es decir, en los que las transacciones se realizan por medio de mensajes a través de los diferentes medios de comunicación, incluyendo el cierre de transacciones por ordenador (Lopez Domínguez, 2016)

Figura 6-1. Porcentaje de participación de las compañías de generación de electricidad dentro del mercado del Reino Unido



Fuente: (Department of Energy & Climate Change DECC, 2014, pág. 144)

(Pond, 2006), el control de los precios fue removido en abril de 2002. Actualmente, el mercado minorista es dominado por seis grandes compañías integradas verticalmente, que surgieron a partir de los catorce antiguos proveedores de electricidad y gas en el periodo de 1998 a 2003 (International Energy Agency IEA, 2012). Estas empresas son *Centrica*, *Scottish and Southern Energy*, *E.On*, *RWE Npower*, *EDF Energy* y *Scottish Power*.

Este dominio del mercado por parte de las empresas integradas verticalmente fue revisado por el ente regulador Ofgem en 2011, encontrando que el nivel de comercialización que se da en el mercado del UK es “significativamente menor que en otras regiones europeas” (International Energy Agency IEA, 2012, pág. 136). En 2013 con el *Energy Act* se trató dar solución a estos problemas (Department of Energy & Climate Change, 2013); se tomaron medidas para atraer aproximadamente USD \$140 miles de millones en inversiones para la esfera de generación, actualizar las redes de transmisión y distribución para el año 2020, y reducir el nivel de emisión de gases efecto invernadero; otras de las medidas tomada fueron:

- Contratos por diferencia con *Feed-in Tariff* (FiT CfDs): son contratos a largo plazo que dan estabilidad y otorgan un subsidio para reducir el riesgo de las inversiones hechas en tecnologías de generación de electricidad con bajas emisiones de CO₂. Si el precio del mercado mayorista está por debajo del precio acordado en el contrato, el generador recibirá un pago adicional que equipare el valor acordado, si el precio del mercado está por encima del acordado, el generador deberá regresar el excedente.
- Capacidad del mercado: incentivo para garantizar la seguridad del suministro y la di-

versificación de la matriz energética que permita abastecer la demanda, se realizará una subasta centralizada en la cual participarán generadores que usen diferentes tecnologías; este mecanismo puede incluir formas de generación, respuesta de la demanda y almacenamiento.

- Estándar de desempeño de emisiones: para limitar la cantidad de emisiones de una planta generadora de electricidad.
- Contratos de inversiones: son contratos de largo plazo para inversores, estos se daban antes de la existencia de los contratos FiT CfDs, que entraron a regir a partir de 2014.
- Acceso al mercado: incluye acuerdo de compra de energía (PPA), que garantizan la participación a largo plazo de generadores con fuentes renovables, y permite mejorar la liquidez del mercado.
- Transición renovable: acuerdos de transición para invertir dentro del esquema de obligación de renovables.

6.2. Inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el mercado eléctrico del Reino Unido

En el año 2000 por medio de la *Utilities Act* (Gas and Electricity Market Authority y Gas and Electricity Consumer Council, 2000), se introdujo las *Renewable Obligation* (RO) en el Reino Unido, que son cuotas obligatorias para los comercializadores donde se exige que “cierto porcentaje de su electricidad provenga de fuentes renovables” (Pond, 2006, pág. 19); el nivel de obligación anual para los proveedores de electricidad es publicado en 1 de octubre del año anterior a entrar en vigor. Este esquema es administrado por *E-Server*, las políticas son establecidas por el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) para Inglaterra, Gales y Escocia desde 2002, y por el Departamento de Economía para Irlanda del Norte desde 2005 (Ofgem, 2007). Este esquema se ha constituido como el principal mecanismo de soporte de los proyectos a gran escala de energías renovables, siendo esto indicador de que puede beneficiar a los generadores distribuidos. Los certificados son emitidos por las plantas debidamente certificadas que generan electricidad con fuentes renovables. Éstos son comprados por los comercializadores para cumplir con su cuota (Department of Energy and Climate Change, 2015).

En 2003 por medio de la Directiva 2003/87/EC (Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, 2003) se introducen los esquemas de comercialización de emisiones EU-ETS. Esta directiva aplica para las emisiones de nueve sectores con alto consumo energético que son instalaciones con combustión (generación de electricidad o calefacción), proceso de refinería, hornos de coque, minerales metálicos, acero, cemento, vidrio, cerámica, celulosa y

papel (International Energy Agency IEA, 2012, pág. 106). El primer periodo de lanzamiento de este esquema fue de 2005 a 2007, y el segundo de 2008 a 2012 con una asignación anual de 246 millones de derechos de emisión. Las instalaciones dentro de este esquema pueden cumplir sus obligaciones ya sea implementando medidas para la reducción de sus emisiones, por ejemplo usando energías renovables, comprando de otras instalaciones cubiertas con este mismo esquema, o comprando créditos del protocolo de Kioto que son mecanismos flexibles.

En el 2009 por medio de la Directiva 2009/28/EC (Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, 2009), promueve el uso de energía proveniente de fuentes renovables, y ordena a los Estados miembros que como mínimo un 20 % de la energía consumida debe provenir de fuentes renovables para el año 2020. La meta fue establecida por igual para todos los países miembros de la Unión Europea, tomado como base el potencial energético en fuentes renovables y sus condiciones económicas, dando como resultado un rango de metas del 10 % para Malta al 49 % para Suecia; por lo que se concertó con todos los Estados Miembros una meta del 20 % para 2020 (International Renewable Energy Agency, 2015). El Reino Unido estableció como meta nacional de comercialización 30 % al 2020.

Para lograr este objetivo cada Estado adoptará un plan de acción nacional en materia de energía renovable, que debe estar implementado a más tardar el 30 de junio de 2009. Cumpliendo con lo dispuesto en esta directiva el UK elaboró el *National Renewable Energy Action Plan* (NREAP), con el fin de remover barreras para la entrada de las energías renovables, establecer mecanismos que incentiven el uso de estas tecnologías y apoyar el desarrollo de nuevas tecnologías. En abril de ese mismo año se realizó un cambio en el esquema de las RO, con el fin de terminar con éstas en marzo de 2017, se propuso la modificación de las bandas de tecnología elegibles para la certificación de las obligaciones, quedando como se muestra en la Tabla 6-1.

En 2010 se introdujo el *Feed-in Tariff* para incentivar las plantas a pequeña escala con una capacidad instalada hasta 50 kW, creadas por organizaciones, compañías, comunidades o personas de generación de electricidad que usen fuentes renovables, siendo estos participantes definidos como autogeneradores y generadores distribuidos. Los generadores con una capacidad entre 5 y 50 MW pueden elegir obtener apoyo por medio de este mecanismo o por las RO. En 2011 se inició una discusión a cerca de implementar *Feed-in Tariff* para proyectos a gran escala; finalmente se implementó contratos por diferencia a largo plazo denominados *FiT CfD*. Con los *FiT CfD* se buscó facilitar la inversión a gran escala en este tipo de tecnologías de generación de electricidad, asegurando un retorno fijo a un nivel conocido, como *strike price*, haciendo que estas plantas sean una opción económicamente eficiente (Department of Energy and Climate Change, 2012). Desde 2010, se han invertido un promedio de USD \$9 miles de millones al año para incrementar la generación de electricidad con fuentes renovables. Esto se opone a la tendencia en toda Europa donde las inversiones

Tabla 6-1. Bandas de tecnología existentes y propuestas para la RO

Banda de tecnología	RO antes de 2009 por MWh	RO por MWh propuesto
Planta de carbón transformada a biomasa	1,5	1 desde 2013
Planta de carbón y 15 % con biomasa	0,5	1 desde 2013
Planta de carbón y cultivos energéticos	1,5	sin cambios
Planta de biomasa	1,5	1,4 desde 2016
Planta de cultivos energéticos	2	1,9 en 2015 1,8 desde 2016
Hidroelectricidad	1	0,5 desde 2013
Cogeneración con desechos	1	0,5 desde 2013
Gases de vertadero	0,25	0 desde 2013
Eólica en tierra	1	0,9 desde 2013
Eólica en mar	2	1,9 en 2015 1,8 desde 2016
Solar fotovoltaica	2	1,9 en 2015 1,8 desde 2016
Energía de las mareas	2	1,9 en 2015 1,8 desde 2016
Energía de las corrientes marinas y las olas	2	<30 MW : 5 >30 MW : 2

Fuente: (International Energy Agency IEA, 2012, pág. 109)

han disminuido en un 65 % en 2010 y en 70 % en 2012. De hecho, el UK está situado como el mejor lugar en el mundo para invertir en energía eólica *offshore* y marina, en la Tabla **6-2** se observa los niveles de inversión en energías renovables, además de la capacidad instalada y los proyectos que están en construcción o en planeación.

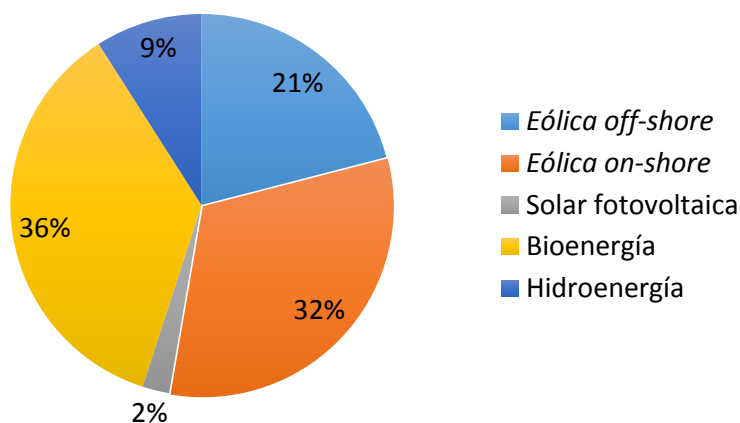
En 2013 se emitió la *Energy Act* (Department of Energy and Climate Change, 2013); esta ley estableció legalmente dos herramientas de mercado, los Contratos por Diferencia (CfD) y la capacidad de mercado. Los CfD son un contrato privado a largo plazo entre un generador de electricidad con bajas emisiones de CO₂ y una compañía de contratos de bajo carbono, de propiedad del Estado. El generador percibe un pago que toma como base en el “precio de ejercicio”, que refleja el costo de inversión de una tecnología de generación baja en carbono, y el “precio de referencia”, que es un precio promedio de los presentados en el mercado de electricidad, con este mecanismo se buscó dar mayor estabilidad a los inversionistas y proteger a los consumidores de los altos precios y la volatilidad del mercado mayorista. La capacidad de mercado, que fue otros de los mecanismos introducidos en la reforma, busca garantizar el suministro de electricidad a través de un pago para modernizar las plantas generadoras o incrementar la capacidad instalada; además, otorga un apoyo para las plantas con fuentes intermitentes o inflexibles que usen energías renovables.

Tabla 6-2. Inversión por tecnología en energías renovables

	Eólica offshore	Eólica on-shore	Solar PV	Biomasa	Hidroelectricidad	Olas y marea
Inversión estimada 2010-2013 (USD miles de millones)	8	9	8,2	8,1	0,2	0,1
Inversión estimada 2014-2020(USD miles de millones)	20-27	4,5-7	15-16,8	6-7	0,5-0,6	0,5-0,6
Capacidad instalada a finales de 2014 (GW)	4,1	8,0	4,1	4,3	1,7	0,0
Bajo construcción (GW)	1,4	1,2	0,4	0,8	0,0	0,0
A la espera de construcción (GW)	8,1	5,3	2,2	3,8	0,1	0,2
En planeación (GW)	7,9	6,1	3,0	0,5	0,0	0,3

Fuente: (Department of Energy & Climate Change DECC, 2014, pág. 39)

Como resultado de los compromisos del gobierno para hacer rentables las energías renovables e integrarlas a la matriz energética convirtiendo ésta en una baja en emisiones de carbono, segura y diversa, la capacidad de las energías renovables en el UK se ha duplicado en los últimos años. En junio de 2010 contaba con una capacidad instalada de 8,7 GW, a finales de 2013 incrementó su capacidad hasta llegar cerca de 19,7 GW, significando el 14,8 % de la generación de electricidad y aproximadamente un 33 % de la capacidad instalada, en la Figura 6-2 se muestra el desglose de la capacidad instalada en energías renovables por fuente para el año 2013.

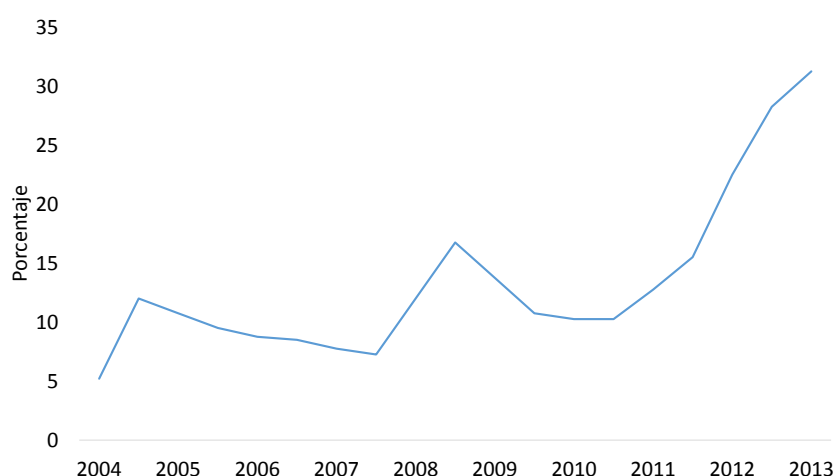
Figura 6-2. Porcentaje de generación de electricidad con energías renovables por tecnologías en UK para 2013

Fuente: (Association os Corporate Counsel, 2014)

En abril de 2014, el gobierno adjudicó ocho proyectos bajo el esquema de CfD para la construcción de obras de generación de electricidad con fuentes renovables; en la segunda mitad

del mismo año la capacidad de estas energías pasó a ser 22,2 GW, creciendo aproximadamente 11,3 % con respecto al año anterior, en la Figura 6-3 se muestra como ha sido el crecimiento de las energías renovables desde 2004 hasta 2013. Esto deja ver que el reciente incremento de las energías renovables se debe a las sumas de dinero invertidas por el gobierno, así como el establecimiento de incentivos diferenciados para proyectos de pequeña y gran escala que soportan éstos en las diferentes etapas de construcción y funcionamiento.

Figura 6-3. Crecimiento de la capacidad instalada de las energías renovables en el Reino Unido desde 2004 hasta 2013



Fuente: elaboración propia, datos tomados de (Department of Energy & Climate Change DECC, 2014, pág. 38)

En la Tabla 6-3, se muestra una síntesis de los mecanismo implementados por el gobierno de Reino Unido para promover la inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos que usen fuentes de energía renovables.

Tabla 6-3. Síntesis de las medidas tomadas para la promoción de los autogeneradores y generadores distribuidos en el Reino Unido

País	Meta de inserción de ERNC	Incentivos otorgados	Condiciones del mercado para los autogeneradores y generadores distribuidos	Programas creados	Sistema de seguimiento y control
Reino Unido	20 % para 2020	1. Cuotas obligatorias de comercialización de electricidad generada con ERNC. 2. Esquema EU-ETS. 3. Feed In-Tariff 4. Contratos por diferencia.	1. No se especifica condiciones especiales dentro del mercado para estos dos actores.	1. Renewable Obligation. 2. Green Deal	No se especifica ningún sistema de seguimiento y/o control dentro de las leyes que promueven el uso de ERNC.

Fuente: (Department of Energy & Climate Change DECC, 2014, pág. 39)

7. Análisis de la inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos con la Ley 1715 de 2014

En la primera parte de este capítulo se hace un recopilación de las normas emitidas antes y después de la promulgación de la Ley 1715 que regirán a los autogeneradores y generadores distribuidos. En la segunda parte, se hacen cinco propuestas para facilitar la integración de estos dos actores al mercado eléctrico colombiano, tomando como base el análisis cualitativo de las medidas adoptadas en los países caso de estudio; la finalidad de las propuestas consiste en llenar los vacíos normativos de la ley.

El 13 de mayo de 2014 se sancionó la Ley 1715 para introducir las energías renovables, instaurar la respuesta de la demanda y la eficiencia energética en el sector eléctrico colombiano (El Congreso de Colombia, 2014). Los principales actores que cumplirían el propósito de la ley serían los Autogeneradores (AG), a pequeña y gran escala, y los Generadores Distribuidos (GD). Antes de la emisión de la Ley 1715, la figura de AG ya existía; no obstante, estos no participaban en el mercado eléctrico y sólo entregaban excedentes de electricidad a la red en condiciones de escasez. Algunas de las resoluciones existentes hasta 2015 en materia de autogeneración, que aplican para plantas menores, y que además podrían entrar a regir a los GD son:

- Resolución 054 de 1994: por la cual se regula la actividad de comercialización de energía eléctrica en el SIN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1994), esta norma permite que las personas naturales o jurídicas generen electricidad para su propio consumo, instaurando así la figura de AG.
- Resolución 084 de 1996 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996): establece que las condiciones de conexión de los AG al STN, STR o SDL se acordarán libremente de forma bilateral, entre los AG y el operador de red; adicionalmente, resuelve que el AG no podrá vender los excedentes de energía eléctrica al SIN, y que sólo podrá hacerlo en caso de racionamiento eléctrico declarado oficialmente. Asimismo, dicta que los AG pueden ser clasificados como usuarios regulados o no regulados, y el precio de la electricidad vendida por parte de los comercializadores a los AG será establecido con base en ésta clasificación.

- Resolución 039 de 2001 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001a): las plantas con una capacidad instalada menor a 10 MW no serán despachadas centralmente, es decir que no participarán del MEM. La energía eléctrica generada por estas plantas podrá ser vendida a través de tres medios:
 1. Mediante un comercializador que abastezca a usuarios regulados sin convocatoria pública, siempre que no exista vinculación comercial entre las partes; el precio de compra será el precio de bolsa, menos un peso por kWh.
 2. Por medio de un comercializador que abastezca a usuarios regulados con convocatoria pública, porque existe una relación entre el comercializador y el generador, la oferta con el mejor precio será la ganadora.
 3. Puede vender su electricidad a precios pactados libremente a generadores o comercializadores que atiendan demanda no regulada.
- Resolución 138 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015b): por la cual se adoptan las reglas para la participación de plantas con capacidad instalada mayor o igual a 5 MW no despachadas centralmente en el cargo por confiabilidad. Las plantas que consigan este cargo serán liquidadas de la misma manera que las plantas despachadas centralmente. Éstas tendrán que respaldar sus Obligaciones de Energía Firme (OEF), por medio de un contrato en el mercado secundario registrado ante el ASIC.

La ENFICC se calcula con la Ecuación 7-1:

$$ENFICC = \frac{CEN * \delta * h_{anual}}{d_{anual}} \quad (7-1)$$

Donde:

CEN: capacidad efectiva en (MW)

δ : disponibilidad de la planta; el valor de esta variable será declarado por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual a 35 %.

h_{anual} : horas del primer año del periodo de vigencia de la obligación.

d_{anual} : días del año del periodo de vigencia de la obligación.

La regulación antes de la reglamentación de la Ley 1715 no permitía que los AG y los GD participaran del mercado eléctrico; por lo tanto, la promulgación de la ley marca un punto de partida para la inserción de estos actores al mercado eléctrico nacional, para lograrlo, las instituciones del sector debieron reglamentar la Ley 1715 de 2014 en un plazo de 12 meses después de su aprobación.

Siguiendo lo dispuesto en la ley, el 2 de diciembre de 2014 el MME expidió el Decreto 2469, que estableció los lineamientos para la entrega de excedentes de electricidad por parte de los

AG a gran escala¹ (Ministerio de Minas y Energía, 2014a); uno de los lineamientos consiste en que la CREG no podrá realizar alguna diferenciación entre los AG y las plantas convencionales con la misma capacidad instalada; es decir, ambas deberán operar en el mercado bajo las mismas reglas, pagando las mismas obligaciones y recibiendo los mismos beneficios. Además, se dispuso que los AG a gran escala, deberán celebrar contratos de abastecimiento con el operador de red o transportador al cual se conecten, y que el punto de entrega de los excedentes producidos por estos será el mismo punto de conexión; asimismo, para efectuar el intercambio de electricidad deberán contar con medidores bidireccionales en ese punto que permitan realizar mediciones horarias, para llevar a cabo la liquidación comercial por parte del ASIC.

Asimismo, el MME a través del Decreto 2492 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2014b) dictó los lineamientos para promover la gestión eficiente de la energía; delegando en la CREG la función de establecer los mecanismos tarifarios para permitir que los usuarios regulados y no regulados, entre ellos los AG a gran y pequeña escala, reciban información horaria del precio de la tarifa, y la desconexión voluntaria dentro del MEM, con el objetivo de respaldar OEF, reducir los precios en bolsa y los costos de restricciones. De igual manera, se ordenó a la UPME incluir en los planes de expansión criterios de respuesta de la demanda.

Cumpliendo con lo dictado por el Decreto 2469, el 13 de mayo de 2015, la CREG emitió la Resolución 024 para regular la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015a). En esta resolución se dispuso que la conexión de estos al STN o al SDL deberá cumplir las condiciones establecidas en las Resoluciones 106 de 2006, 025 de 1995 y 070 de 1998; es decir, deben cumplir las mismas condiciones que una planta de generación convencional. De igual manera, fijó que el AG a gran escala en ningún caso podrá ser tratado como usuario regulado; deberá firmar un contrato de respaldo con el operador de red, si éste consume más de la demanda contratada el excedente se cobrará a precio de bolsa, la electricidad consumida en condiciones de escasez no tendrá el cubrimiento del precio de escasez; por ejemplo, si el precio de bolsa es de 480 \$/kWh en temporada de escasez y el precio de escasez es de 450 \$/kWh, el AG deberá pagar el precio de bolsa.

La entrega de excedentes de electricidad por parte de los AG a gran escala será a través de un agente en el MEM, las condiciones de representación serán acordadas libremente entre las partes, esto aplicará para las plantas con capacidad instalada menor a 20 MW, consideradas como plantas no despachadas centralmente; adicionalmente, los AG que quieran acceder al cargo por confiabilidad deberán garantizar una energía firme mayor a la requerida para respaldar su propio consumo. De esta manera queda definida la participación de los AG a gran escala en el mercado de electricidad, los interrogantes que surgen son ¿Qué pasa con los que

¹Se considerará autogenerador a gran escala a la persona natural o jurídica con una capacidad instalada superior a 1 MW. (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015b)

tiene una capacidad menor a 1 MW, también necesitan de un representante en el MEM? ¿Cuáles son las condiciones de entrega de excedentes para los AG a pequeña escala? ¿Cómo será el sistema de pago?

Por medio del Decreto 2143 de 2015, se reglamentan los incentivos otorgados por la Ley 1715 (Ministerio de Minas y Energía, 2015). Para que los actores accedan a la deducción del impuesto de renta, estos deberán obtener el certificado de beneficios ambiental expedido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; además, las instituciones del sector deberán verificar que las personas naturales o jurídicas sean titulares de nuevas inversiones en proyectos que usen FNCER. Para acceder a la exoneración del IVA se tendrá en cuenta el listado de equipos y servicios elaborado por la UPME. Las personas naturales o jurídicas que accedan a la exención de aranceles, deberán presentar una certificación expedida por el MME, a través de la UPME, en la cual se avale la maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados para la pre inversión e inversión en los proyectos. Por otro lado, los bienes e insumos y las obras civiles tendrán depreciación acelerada de hasta un 20 % anual global, durante los 5 años siguientes al año de la inversión.

Los incentivos propuestos en la ley no ofrecen las condiciones suficientes dentro del mercado que facilite la introducción de estos dos actores, (ver Sección 4.1), debido a que no hacen modificaciones en la operación del mercado; estos dan soporte en la fase de pre inversión e inversión de los proyectos, y reducen su apoyo en las siguientes fases, operación y mantenimiento. Esta situación dificulta la operación de los AG y GD ya que no existen mecanismos que contribuyan a equiparar los costos de generación de energía eléctrica con los costos de las plantas convencionales; y debido al modelo marginalista del mercado eléctrico y a la ausencia de instrumentos que internalicen las externalidades, las plantas que usan energías renovables son menos atractivas en relación a las ya establecidas. Lo anterior muestra que la ley promoverá parcialmente la participación de los AG y GD a pequeña escala. Los incentivos estimularán la inversión de grandes empresas, que paradójicamente ya son rentables, para que realicen múltiples proyectos entre 1 MW y 20 MW.

La inserción de las energías renovables, al no ser una prioridad en la política energética colombiana, se lleva a cabo mediante una estructura jurídica incompleta que está sustentada en el hecho de *“contar con recursos fósiles abundantes en materia de carbón y posibles yacimiento de gas natural y petróleo aún no explotados”* y no tener *“la necesidad de reducir la emisión de gases efecto invernadero, la necesidad de reducir la dependencia en combustibles importados o la presión de atender incrementos en la demanda”* (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 28). El ámbito de aplicación más conveniente para las energías renovables en Colombia son las ZNI por sus condiciones técnicas, económicas, sociales y políticas; no obstante, la Ley 1715 no ofrece una solución efectiva mediante un plan o programa de energización con estas tecnologías y los mecanismos son insuficientes por

las mismas condiciones socio-económicas de esas poblaciones.

Los decretos y resoluciones emitidas después de la Ley 1715 dan continuidad a las reglas operativas del mercado eléctrico colombiano; esto significa que no tienen en cuenta las particularidades de las energías renovables como los altos costos iniciales, la variabilidad de las fuentes y la curva de aprendizaje de la tecnología en el territorio colombiano. Adicionalmente, hasta el momento, las medidas dejaron sin reglamentación la participación de los GD, sin normatividad técnica para la conexión de los AG residenciales a los sistemas de distribución para la entrega de excedentes; es decir, aún quedan vacíos en estos aspectos.

Igualmente, la Ley 1715 no otorga incentivos a los AG y GD por los beneficios ambientales directos derivados del uso de las energías renovables, por este motivo, es necesario introducir cambios en la regulación. Los cambios deben estar encaminados a hacer que la autogeneración y generación distribuida sean económicamente eficientes y atractivas para los inversionistas, a fin de que estos actores impulsen el uso de las energías renovables en Colombia.

El poco desarrollo de las energías renovables en Colombia se da porque este tipo de proyectos requieren una fuerte inversión inicial (CAPEX) que representa, en casi todos los casos, el mayor porcentaje de la cadena de valor de estas plantas, tal como se puede ver en la Tabla 7-1, lo que hace que los costos de producción de electricidad por medio de estas tecnologías sean mayores que el costos de producción de las plantas establecidas en el mercado eléctrico nacional, como se puede ver en la Figura 7-1. Adicionalmente, *“la abundancia de recursos convencionales [...], sumado a las dificultades socioculturales y políticas han hecho que el gobierno nacional y los tomadores de decisiones del sector energético no hayan trazado una hoja de ruta o definido una meta para el aprovechamiento de los recursos renovables”* (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 27).

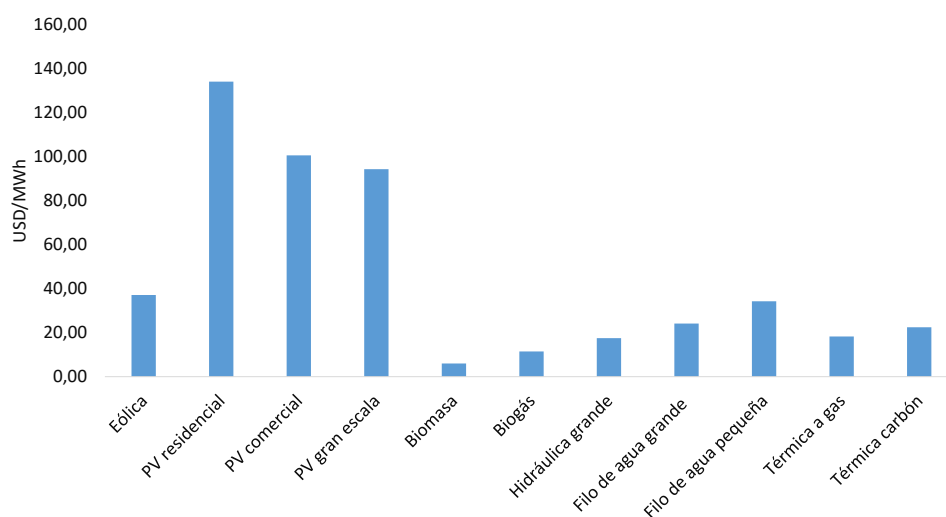
Tabla 7-1. Porcentajes de costos de la cadena de inversión

Tecnología	Equipo	Planeamiento, instalación y balance de planta	O&M
Eólica	57 %	22 %	21 %
Fotovoltaica	32 %	45 %	23 %
Geotérmica	44 %	48 %	8 %
Biomasa (bagazo de caña)	29 %	37 %	34 %
Biogás (palma de aceite)	29 %	37 %	34 %

Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 134)

Para el caso de los aprovechamientos solares, se vislumbra que sin una mayor cantidad de incentivos y apoyos esta tecnología no sería competitiva en el mercado, a pesar de que el

Figura 7-1. LCOE por tecnología para el sector eléctrico colombiano



Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, págs. 123 y 134)(Danish Energy Agency, 2015, pág. 17)(García y cols., 2013, págs. 62, 64 y 69)(National Renewable Energy Laboratory, 2016)

país cuente un factor de utilización de aproximadamente 26 %, casi el doble de Dinamarca que cuentan con un 12 % (Danish Energy Agency, 2015), y una irradiación promedio de $4,5 kWh/m^2/d$ que es un 13 % por encima del promedio mundial (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 40).

Para el caso de la energía eólica, la Figura 7-1 muestra que los costos nivelados de generación son muy cercanos a los que presentan las plantas a filo de agua a pequeña escala (potencia menor o igual 35 MW). El mejor potencial de viento está en la zona de la Guajira, con un potencial de energía de 15.000 MW (Sepúlveda Pinilla, 2009); no obstante, se requeriría de una fuerte inversión en redes de transmisión para conectar ésta al SIN. Esto muestra que el primer paso para hacer un aprovechamiento masivo de esta energía es el fortalecimiento de las redes de todos los niveles de tensión del país.

En el caso de la biomasa sólida y gaseosa, se observa que son tecnologías competitivas que podrían por un lado disminuir la participación de las térmicas a gas y carbón, reduciendo así la emisión de gases efecto invernadero, y los costos que el país debe pagar por biodiversidad, salud, combustibles fósiles, entre otras, ver Tabla 7-2 y 7-3. Por otro lado, la implementación de estas tecnologías contribuiría a resolver el problema de manejo de residuos sólidos en las grandes ciudades, mejorando la calidad de vida de las personas de las zonas urbanas.

Tabla 7-2. Costo de externalidades negativas de centrales térmicas

Tecnología	Zona	Costo	Unidad
Térmica gas	Rural	1833,48	COP/MWh
	Urbana	1950,75	COP/MWh
Térmica carbón	Rural	22945,65	COP/MWh
	Urbana	35293,12	COP/MWh

Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 132)

Tabla 7-3. Costo de emisiones para las centrales térmicas para la biodiversidad

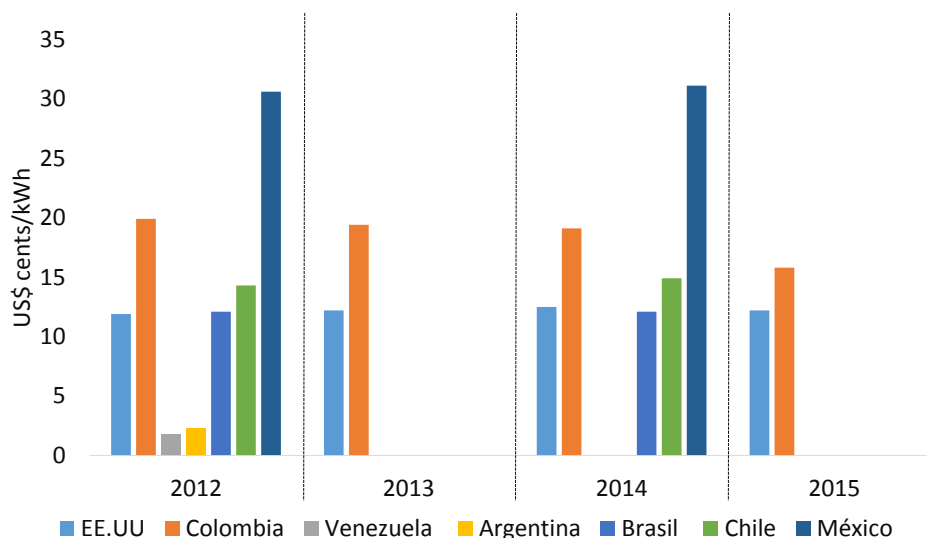
Tecnología	Zona	Costo	Unidad
Térmica gas	Rural	44,97	COP/MWh
	Urbana	32,38	COP/MWh
Térmica carbón	Rural	1841,53	COP/MWh
	Urbana	1700,29	COP/MWh

Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 133)

Adicionalmente, los generadores con energías renovables podrían contribuir en la reducción de los costos del mercado *spot*, gracias a la diversificación de la matriz eléctrica. La característica hidrotérmica del sistema eléctrico de Colombia ha ocasionado situaciones como la de 2014 cuando se presentó un máximo de 478 COP/kWh en el mercado *spot* (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 31). Por otro lado, en la Figura 7-2² se observa que para 2012, año que se tiene datos de la mayoría de países del continente Americano, Colombia tenía la segunda tarifa promedio de electricidad más alta, situación que se mantuvo igual para el 2014 ¿Cómo es posible que, en Colombia, un país que no tiene preocupación por abastecimiento de combustibles fósiles, o por el crecimiento de la demanda, con la posibilidad de implementar diferentes tipos de tecnologías para la generación de electricidad, su población pague la segunda tarifa residencial de electricidad más alta de América? y que a pesar de esto los tomadores de decisiones no se preocupen por insertar energías renovables que podrían ayudar a reducir estos precios.

Por otro lado, la complementariedad de las fuentes es un factor relevante para la promoción de las energías renovables a través de los AG y GD; la generación eólica podría reemplazar aproximadamente el 20 % de la generación térmica en temporada de baja pluviosidad, liberando a la población de pagar por los altos costos de los combustibles fósiles con los que generan estas plantas, y por los daños en la biodiversidad y salud humana. En los meses con mayor intensidad de lluvias los parques eólicos pueden reducir la generación hidráulica en un promedio mensual de 92,4 GWh y la generación térmica en un promedio mensual de 71,6

²Para los años 2013 y 2015 sólo fue posible obtener los datos de EE.UU y Colombia.

Figura 7-2. Precio de electricidad en algunos países de América

Fuente: (Vélez Álvarez, 2015, pág. 27)

GWh (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 129). La electricidad producida por los AG y GD que usan fuentes renovables contribuiría a dar firmeza y seguridad al sistema interconectado en condiciones de escasez ocasionadas por el fenómeno de El Niño, o por el incremento en los costos del gas natural y otros derivados del petróleo a nivel internacional.

Otro factor a tener en cuenta con la inserción de los dos actores que usan energías renovables es el mejoramiento en la calidad de vida en las poblaciones que residen en las ZNI, ya que expertos como Pauliny argumentan que tecnologías como la solar fotovoltaica, las turbinas eólicas y las pequeñas hidroeléctricas, son viables económicamente e idóneas para estas áreas (Painuly, 2001, pág. 74). En estas zonas las plantas diésel son el principal medio para generar electricidad, produciendo emisiones de gases efecto invernadero, afectando el entorno natural y la salud de las personas. Además, los costos derivados al transporte de los combustibles incrementan a *“más de dos o tres veces de los costos manejados en el SIN”* (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015a, pág. 76).

En las ZNI es necesario realizar grandes esfuerzos en el ámbito tecnológico, político y social para que la autogeneración y la generación distribuida con energías renovables se conviertan en una verdadera solución a los problemas energéticos que azotan estas zonas. Además, es necesario encaminar los subsidios otorgados al combustible con el cual se genera electricidad para que estos contribuyan a la integración de los AG y GD que usan fuentes renovables.

No obstante, en Colombia se han hecho leves modificaciones en el sector eléctrico orientadas a reducir las imperfecciones del mercado y no de resolver el origen de los problemas que se presentan. En la Tabla 7-4 se muestra un resumen de los cambios hechos por las leyes que promueven el uso de energías renovables en Colombia y en los países caso de estudio (ver Tabla 5-8 y 6-3); estos mercados eléctricos tienen en común que son liberalizados y desverticalizados, y tiene un alto componente hidrotérmico, estas similitudes permiten inferir que los instrumentos e incentivos adoptados en Colombia son insuficientes para promover el uso de las energías renovables en la figura de AG y GD, principalmente, por la falta de un régimen especial dentro del mercado eléctrico que facilite la inserción de estos dos actores. Adicionalmente, es importante destacar que la falta de acceso a tecnologías por parte de los interesados, así como los altos costos de transacción en los mercados, y la existencia de un oligopolio en la esfera de generación del mercado eléctrico colombiano, donde 12 empresas poseen el 90 % del mercado, dificultando la participación de estos actores (ver Sección 3.1.1).

La anterior conclusión surge de la comparación de los resultados derivados de los estudio de caso. En Chile la meta de comercialización anual establecida desde 2013 se ha cumplido, debido a la existencia de diversos mecanismos y de un régimen especial que facilita la participación de los AG y GD en el mercado eléctrico, y de la instauración de un debate nacional sobre la importancia de las energías renovables. En Argentina la meta de 8 % de comercialización no será alcanzada en el tiempo previsto por la ley, ya que a 2015 sólo se contaba con aproximadamente un 0,5 % de participación de las energías renovables en la generación de electricidad (Comisión Nacional de Energía Atómica, 2015, pág. 10), esto debido a que dentro del mercado eléctrico argentino no se realizaron modificaciones para ayudar a la introducción de los AG y GD, sumado a esto las coyunturas políticas y económicas afrontadas dificultaron la consecución de la meta. En el Reino Unido gracias al dinero invertido y a la existencia de programas y un régimen de apoyo a los AG y GD, en 2015 contaba con una participación de 25 % de energías renovables en su matriz eléctrica (Energy UK, 2016). Los resultados obtenidos en los países caso de estudio muestran la importancia de la existencia de un régimen especial dentro del mercado eléctrico que facilite la penetración de las energías renovables a través de los AG Y GD

Por lo tanto para lograr la inserción de los AG, es necesario crear un régimen especial en el que se tenga en cuenta las metas cuantitativas en materia de capacidad instalada y de comercialización de electricidad. En la Unión Europea, el uso de metas cuantitativas y una fecha para cumplirlas ha sido un marcado la ruta que los Estados miembros han seguido para insertar las energías renovables. Allí existen metas globales y otras establecidas para cada tecnología; los tomadores de decisiones han preferido las metas globales, principalmente, porque las diferentes tecnologías se complementan para cumplir la meta definida, y al elegir una meta global los inversionistas elegirán la tecnología económicamente más eficiente. Asimismo, a nivel de la Unión Europea de han determinado metas con un valor fijo de

Tabla 7-4. Definiciones introducidas con las leyes de promoción de energías renovables en los países caso de estudio

País	Meta de inserción de ERNC	Incentivos otorgados a los generadores con ERNC	Condiciones del mercado para los autogeneradores y generadores distribuidos	Programas creados
Colombia	No hay meta definida	1. Exención de IVA en maquinaria e insumos 2. Depreciación acelerada en infraestructura e insumos 3. Exención de impuesto de renta	No especifica condiciones especiales dentro del mercado	Fenoge: otorga créditos por dos años a soluciones de energización en las ZNI
Chile	20 % para 2025	1. Exención en el pago de peaje de acceso a la red de transmisión 2. Cuota de 10 % de comercialización de electricidad generada con FNCER	Los generadores con menos de 9 MW tendrán precios estabilizados en el mercado	No existe un programa establecido en las leyes que promueven las energías renovables
Argentina	8 % para 2017	1. Feed-In-Tariff	No se especifica condiciones especiales dentro del mercado	1. GENREN 2. PERMER 3. Fondo fiduciario de ERNC
Reino Unido	30 % para 2020	1. Cuotas obligatorias de comercialización de electricidad generada con FNCER 2. Esquema EU-ETS 3. Feed-In-Tariff 4. Contratos por diferencia	No se especifica condiciones especiales dentro del mercado	1. Renewable obligation 2. Green Deal

Fuente: elaboración propia

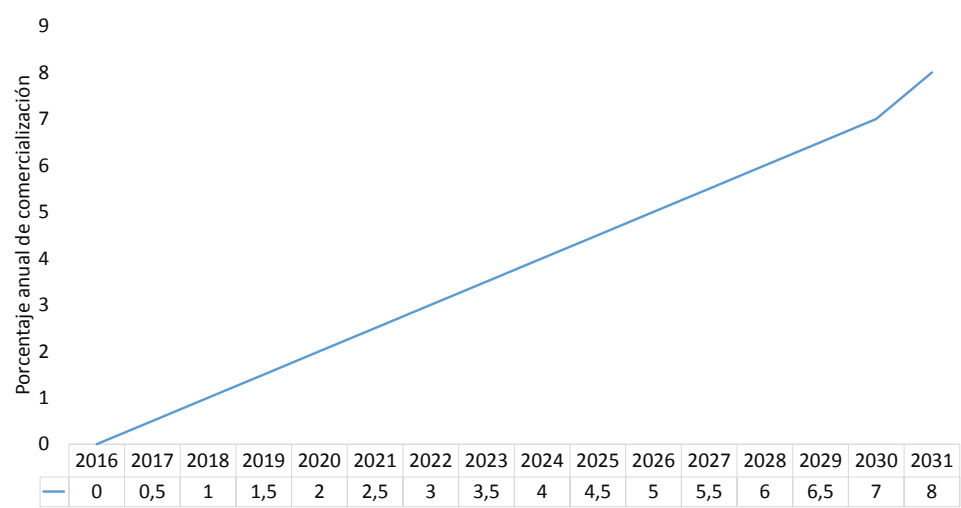
capacidad instala o como un porcentaje con respecto al consumo de la demanda; además, se han fijado metas a corto plazo, 5 años o menos, o largo plazo de 10 a 20 años o más (International Renewable Energy Agency, 2015).

Tomando como base los lineamiento dados en el documento *Renewable Energy Target Setting* de IRENA, se propone como meta cuantitativa que para 2031 el 8 % de la electricidad consumida dentro del SIN y de las ZNI provenga de los AG y GD que usen fuentes renovables, con metas anuales como se muestra en la Figura 7-3. Esta meta se establece con el fin de que para el 2024, toda la demanda nueva sea abastecida por los AG y GD que usen energías renovables y que para el 2031 se genere electricidad suficiente para cubrir la nueva demanda, más 4 % que se usará para remplazar la electricidad generada por plantas térmicas a carbón y a gas. Esta proyección se hace bajo un escenario de crecimiento de demanda promedio de

3,9 % anual, calculado en el documento de proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia de la UPME en 2013 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2013, págs. 27-28).

Cada año las entidades encargadas de la regulación, vigilancia y administración del sector eléctrico como la CREG, la SSPD, y el ASIC deberán verificar si cada comercializador y generador cumplió con la meta establecida. Si la meta no se cumple, el porcentaje faltante para cumplir con ésta quedará acumulado para el siguiente año con un cargo adicional del 1 %. Por ejemplo, para el año 2024 la meta fijada es de 4 %, si al finalizar el año el generador o comercializador sólo llegó a 3,5 %, para el año 2025 el agente deberá cumplir con la meta de ese año, 4,5 %, más el 0,5 % faltante del año anterior, más el 1 % de penalidad; es decir que para 2025, el agente tendrá una meta de 6 %. Para implementar este cambio sería necesario modificar el marco regulatorio del mercado eléctrico colombiano.

Figura 7-3. Cuota de comercialización de electricidad proveniente de fuentes no convencionales



Fuente: elaboración propia

La cuota de comercialización podrá ser cumplida con generación propia o por medio de la compra de bonos denominados Certificados de Energías Renovables (CER), estos CER pueden ser comprados a los AG y GD, certificados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el MME, que generan electricidad a partir de fuentes renovables dentro del SIN y/o de las ZNI. Esto se hace con el fin facilitar la participación de estos dos actores en todo el territorio nacional. En los casos que la compra de los CER se haga a los AG y GD que generan electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales en las ZNI, estos tendrán un valor adicional; es decir, un generador del SIN podrá emitir un bono si genera un 1 kWh

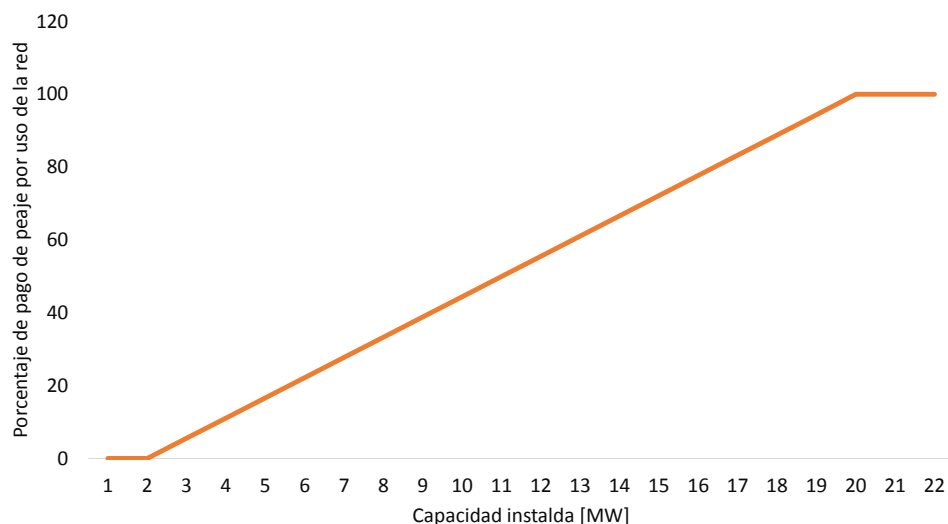
con energías renovables; un generador de las ZNI podrá emitir dos bonos si genera 1 kWh con energías renovables. Este mecanismo además de fijar una meta cuantitativa, contribuye a la energización de las ZNI al otorgar un valor adicional a los bonos emitidos por las plantas generadoras de electricidad en estas zonas. La compra y venta de estos bonos se realizará dentro del mercado secundario operado por XM, administrado por el ASIC y liquidado por el LAC. Para la implementación de esta propuesta sería necesario modificar las funciones de las entidades del sector involucradas en este proceso, así como el marco regulatorio existente.

Para estimular la participación de los AG y GD es indispensable que éstos tengan un respaldo regulatorio, ese respaldo debe contemplar reglas claras, subvenciones que garanticen el retorno de las inversiones y planes y programas que estimulen la inversión de los nuevos actores en proyectos de generación de electricidad. En este sentido se propone la exoneración parcial o total, condicionada a la capacidad instalada, de los pagos de peaje por uso de la red de transmisión y distribución para los AG y GD que usen fuentes no convencionales de energía renovable. Para las plantas con capacidad instalada menor a 2 MW la exoneración sería total, es decir que estas no pagarán peaje por uso de la red; las plantas con una capacidad instalada de entre 2 MW a 20 MW tendrán una exoneración parcial ligada a la capacidad instalada, y para las plantas con capacidad instalada por encima de los 20 MW el pago por estos servicios será total, tal como se muestra en la Figura 7-4; los agentes transmisores y distribuidores que permitan la conexión de los AG y GD a sus redes, recibirán una reducción en el impuesto de renta que será igual al dinero que deberían percibir por el pago de peaje de estos actores. Este mecanismo será regulado por la CREG, supervisado por la SSPD, administrado por el ASIC y liquidado por el LAC y financiado por el Fenoge. Para realizar esa exoneración sería necesario modificar las funciones de las entidades del sector involucradas en este proceso, así como el marco regulatorio existente, y establecer una reglamentación para evitar el abuso de poder por parte de los agentes transmisores y distribuidores.

Debido a que la Ley 1715 de 2014 no removió las barreras dentro del mercado de electricidad para el funcionamiento de los AG, principalmente a nivel residencial, y los GD, se propone el establecimiento de un impuesto a la emisión de gases efecto invernadero, para las plantas de generación de electricidad convencionales. Con este impuesto se busca reducir las emisiones del sector eléctrico y captar recursos económicos destinados a financiar soluciones de electrificación en las zonas rurales y ZNI.

Para el cumplimiento de este esquema, las plantas generadoras convencionales y grandes usuarios deberán presentar a más tardar el 31 de enero de cada año un informe detallado de la cantidad de CO₂eq emitido el año inmediatamente anterior, al MME. Asimismo, el informe debe contener los planes y programas de reducción de emisiones y la cantidad de que han dejado de emitir con la implementación de esas iniciativas.

Figura 7-4. Porcentaje de pago de peaje por uso de la red de transmisión y distribución para AG y GD



Fuente: elaboración propia

El MME deberá presentar a más tardar el 31 de marzo el resultado anual de la evaluación de los informes de las plantas generadoras. El informe debe contener la información correspondiente a cuantos debe pagar la planta generadora o gran usuario para cubrir las emisiones del año inmediatamente anterior. La implementación del esquema sería en cuatro fases:

- Fase 1: 2016-2018, en esta fase las plantas generadoras deberán cubrir el 30 % de sus emisiones con bonos propios o adquiridos en la subasta.
- Fase 2: 2019-2023, en esta fase las plantas generadoras deberán cubrir el 50 % de sus emisiones con bonos propios o adquiridos en la subasta.
- Fase 3: 2024-2030, en esta fase las plantas generadoras deberán cubrir el 70 % de sus emisiones con bonos propios o adquiridos en la subasta.
- Fase 4: 2031 en adelante, en esta fase las plantas generadoras deberán cubrir el 100 % de sus emisiones con bonos propios o adquiridos en la subasta.

Para llevar a cabo esta propuesta sería necesario modificar el marco regulatorio que actualmente rige al sector eléctrico colombiano.

Adicionalmente, para los AG y GD que usen fuentes renovables en las ZNI se les otorgarán subvenciones por medio de tarifas garantizadas. Este subsidio será aplicado a cada kWh “renovable” que remplace un kWh generado por plantas diésel. Este mecanismo será financiado

con los recursos que el gobierno destina para el combustible usando para generar electricidad en las ZNI, a fin de hacer un remplazo paulatino y total de las plantas convencionales. Este estímulo tendrá una vigencia de 15 años con evaluaciones cada tres años, con el fin de reducir, incrementar o quitar el apoyo a los AG y GD, a fin de que esos recursos destinarlos a otra plantas. Este esquema será reglamentado por la CREG y ejecutado y evaluado por el Insituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI (IPSE). Por último, se propone la creación de un Programa de Energización Rural donde los fondos del Fenoge sean destinados a financiar en un 100 % las instalaciones, por medio del Fenoge, para generar electricidad de los AG y GD que se establezcan en esas zonas. La implementación de este programa estará a cargo del IPSE, bajo la vigilancia de la SSPD. El esquema de programas propuestos de podrían realizar dentro del marco legal que rige al sector eléctrico colombiano, ya que el acceso a la electricidad es un derecho fundamental de la población colombiana.

Las anteriores propuestas de hacen con el fin de facilitar la inserción de los AG y GD en el SIN y en las ZNI, debido a que la Ley 1715 de 2014 no hace una remoción total de barreras que estimule la participación de estos dos actores; además, al facilitar la introducción de estos a través de las reglas propuestas se busca incrementar la resiliencia del sector eléctrico nacional, y proteger al cliente del incremento del precio de las tarifas.

8. Conclusiones y recomendaciones

8.1. Conclusiones

1. La inserción de la electricidad en Colombia se llevó a cabo después de un largo proceso en el cual se buscaron soluciones al problema de alumbrado en casas y calles; en ese proceso se crearon las primeras empresas de electricidad en diferentes ciudades del país, las cuales incursionaron en el uso de turbinas hidráulicas y térmicas para generar electricidad. Lo anterior tuvo como consecuencia la creación de mercados de electricidad a nivel regional. No obstante, la Compañía Colombiana de Electricidad (CCE), empresa extranjera, intentó introducir un mercado a nivel nacional.
2. La integración de los mercados ocurrió con la construcción de la red de transmisión que unió los mercados eléctricos de Bogotá, Medellín y Cali. A partir de ese entonces se creó Interconexiones Eléctrica S.A. (ISA), que además de operar las redes eléctricas quedó encargada de planificar el sector eléctrico a nivel nacional. Con esa integración, los problemas de financiamiento, desabastecimiento, pérdidas de electricidad y corrupción, constantes a nivel regional, llegaron a ser problemas de mayor escala. Siendo el apagón de 1981 el resultado de tales dificultades.
3. Los problemas de finales de 1980 tuvieron como alternativa de solución la implementación de las reformas de primera generación, emanadas del consenso de Washington, mediante las cuales el Estado renunciaba a sus funciones de líder y ejecutor de proyectos en el sector eléctrico, dejando esas actividades en manos del sector privado, y asumiendo funciones de “regulador” sobre los nuevos actores.
4. Pese al cambio de funciones del Estado, éste continuó invirtiendo grandes sumas de dinero en la ejecución de proyectos de infraestructura del sector eléctrico, sin prestar atención a los problemas estructurales que ya eran evidentes y afectaron tanto la operación como las instituciones gubernamentales.
5. Con el fin de justificar la gran carga fiscal y el endeudamiento externo que generó el sector eléctrico se presentó el mito de la “sobrecapacidad”.
6. Los racionamientos de electricidad en 1992 desmitificaron la idea de “sobrecapacidad” y alentaron la emisión de las Leyes 142 y 143 de 1994 con el fin de solucionar los problemas del sector eléctrico por medio de la competencia. En ese sentido, se creó un mercado

eléctrico liberalizado, tipo *pool*, incentivado por el proceso de desverticalización de la industria eléctrica, es decir, la separación de la cadena productiva en generación, transmisión, distribución y comercialización.

7. La lógica de la competencia que se introdujo al mercado eléctrico nacional, en el que la electricidad es una mercancía y los usuarios se convirtieron en clientes, hizo que el Estado dejara de lado la prestación del servicio público de energía eléctrica como función social; esto condenó, principalmente, a las zonas no interconectadas a no tener acceso a este servicio, debido a que son regiones, que no participan de este mercado, y no son atractivas para los inversionistas porque no cumplen con sus expectativas de renta.
8. Las razones que motivaron las reformas, como la reducción de las tarifas, introducción de niveles de eficiencia altos en la gestión de los recursos financieros, ampliación de la cobertura, eficiencia económica sectorial, entre otras, no se han llevado a cabo en su totalidad. Colombia tiene la tarifa más alta de electricidad a nivel residencial de toda Sur América, la gestión de los recursos financieros del sector ha sido deficiente, un ejemplo de ello es el dinero del cargo por confiabilidad, US \$18 billones que no cumplieron con la función para la cual fueron recaudados, blindar a los consumidores de las alzas de la tarifa en temporadas de escasez, aún existen regiones de no tiene acceso a una forma de generación de electricidad moderna y otras que no tienen ninguna fuente de generación de electricidad y el sector eléctrico posee problemas administrativos, como en la Costa Atlántica colombiana donde las quejas de los clientes son constantes no sólo por las altas tarifas que deben pagar, sino también por la baja calidad del servicio recibido.
9. La Ley 1715 introduce dos actores al mercado eléctrico colombiano, los autogeneradores y los generadores distribuidos. Sin embargo, para ellos no se ha publicado aún un esquema de actuación claro. Esta situación genera inestabilidad regulatoria, lo que desincentiva y dificulta la participación de estos.
10. En Chile se han emprendido una serie de reformas políticas, que han removido barreras para la integración de los autogeneradores y generadores distribuidos que usen energías renovables, como la apertura del mercado *spot* para estas plantas, la exención de la pago de pajes por uso de la red de transmisión, que los contratos celebrados entre los generadores y comercializadores tengan un valor mayor al precio nudo, entre otras. Estas medidas sumadas a un debate nacional a cerca de la importancia de la diversificación de la matriz eléctrica han permitido que estos actores y las energías renovables tomen fuerza y se posicionen dentro del mercado eléctrico chileno.
11. En Argentina la introducción de las energías renovables se inició con el fin de sustituir los combustibles fósiles que han presentado desabastecimiento y reducir la emisión de

gases efecto invernadero, para ello se han promulgado leyes que exoneran de impuestos a las plantas que generen con energía renovable, otorgan subsidios para cada kWh vendido en el mercado mayorista por generadores con energías renovables, crean programas tanto a nivel rural como urbano para la construcción de plantas generadoras que usan fuentes renovables. Sin embargo, a pesar de gran serie de medidas implementadas la crisis económica vivida por éste país sumado a las coyunturas políticas y sociales, no han permitido que las energías renovables se implanten dentro del sistema eléctrico de la forma como se proponía en las leyes.

12. El Reino Unido ha enfocado sus esfuerzos en la implementación de programas para mejorar la eficiencia energética. Sin embargo, a partir de 2010 se inició una fuerte inversión en materia de la implementación de energías renovables, siguiendo los lineamientos emanados de la Unión Europea que establecían una meta de 20 % de comercialización de energía eléctrica para 2020. Para cumplir el objetivo del porcentaje de comercialización, en Reino Unido se han implementado una serie de planes y programas con los que se logró que para 2013 el porcentaje de capacidad instalada con energías renovables fuera de 13,8 %.
13. La experiencia de los casos de estudio destaca la importancia de que aunque las normas para la inserción de las energías renovables dentro de los mercado eléctricos existan, la influencia de sectores como el económico y político es determinante a la hora de realizar inversiones en tecnologías no convencionales para generar electricidad. Finalmente, la integración de la población juega un papel fundamental en la consecución de los objetivos planteados en la política energética de cada país; no es suficiente que se tengan unas bases regulatorias que impulsen la inserción de las energías renovables si la población no ha aceptado la importancia de estas o aún más cuando existe prioridad en cubrir necesidades básicas esenciales que tener suministro de electricidad con energías renovables.
14. En Colombia la Ley 1715 de 2014 no promoverá de una forma decidida la participación de los actores introducidos por ésta al mercado eléctrico, así como tampoco lo hará en las zonas no interconectadas, que deberían ser una prioridad, ya que no hay los incentivos adecuados que equiparen los costos de un kWh generado por los autogeneradores y generadores distribuidos con las plantas convencionales, y el modelo de mercado eléctrico que tiene Colombia dificultará la participación de estos dos actores.
15. La Ley 1715 de 2014 no removió todas las barreras existentes dentro del mercado eléctrico; por lo tanto la inserción de los autogeneradores, especialmente los de pequeña escala, y los generadores distribuidos será difícil. La implementación de los mecanismos adecuados, beneficios para los generadores renovables dentro del mercado y una cuota obligatoria de comercialización de la electricidad generada por estos, ayudará a la integración de estos actores dentro del mercado eléctrico colombiano y de las ZNI.

8.2. Recomendaciones

1. Al finalizar la reglamentación de ley 1715, quedan preguntas sin respuesta tales como: cuales son las barreras removidas con esta ley, ahora los autogeneradores a gran escala pueden vender sus excedentes de energía sí, pero qué pasará con los autogeneradores a pequeña escala; de qué forma los pequeños autogeneradores, en su mayoría residenciales, obtendrá una renta sobre sus inversiones, si tendrán que asumir todos los impuestos y cargos del mercado, y además pagar por la representación comercial dentro del MEM. Asimismo, en el tema de generación distribuida queda todo por definir, cuál será el límite de potencia que estos podrán instalar, deberán tener contratos de respaldo, podrán participar de los mercados secundarios, cómo será el esquema de remuneración con base en los beneficios que estos otorguen a la red. Estos vacíos dejan ver que estos dos actores no tendrán una fuerte penetración en el mercado eléctrico colombiano, y menos en las zonas no interconectadas.
2. Este trabajo hizo una primera introducción a la evaluación de estos actores dentro del mercado eléctrico colombiano; no obstante, para trabajos futuros queda la labor de responder diferentes interrogantes, cómo evolucionará el mercado tiempo después de implementada esta ley, cómo será el comportamiento de estos actores dentro del mercado una vez ingresen, si lo hacen, ya que hasta la fecha de culminación de esta tesis no existían dentro del mercado. De otro lado, sería de gran importancia evaluar cómo será la evolución de la electrificación de las zonas no interconectadas, si esta ley realmente cumplirá el objetivo de dar solución a los problemas de acceso a la electricidad de esas regiones.
3. Como trabajo futuro se propone a través de Matpower validar las propuestas realizadas dentro de este documento, con el fin de verificar que el nivel de inserción de los autogeneradores y generadores distribuidos al implementarse estas y que tan viables son.

A. Anexo A: energía durante la época de la colonia

Antes de la llegada de los conquistadores a América Latina, la población indígena que habitaba Colombia no contaba con herramientas que permitieran optimizar sus labores diarias. A partir de la llegada de estos, la cotidianidad de las poblaciones se vio trastocada con la introducción de nuevas herramientas, animales, técnicas, crecimiento demográfico y el surgimiento de nuevas actividades en la vida diaria. Estas transformaciones resultaron en la implementación de procesos para obtener subproductos como la sal y el azúcar, fabricar utensilios para la construcción de edificaciones, y realizar actividades de alfarería. En la misma proporción en la que se introdujeron prácticas y herramientas, el consumo de energía endógena y exógena se fue incrementando; situación que impulsó la posterior introducción de formas modernas de energía.

La principal fuente de energía para realizar las actividades diarias en los centros urbanos, como cocción y calefacción, fue la leña. Las poblaciones indígenas cercanas eran las encargadas de recolectar y transportar esta fuente energética, hasta que inició un decrecimiento en el número de bosques y de los mismos indígenas. No obstante, aún con la escasez de leña, las poblaciones indígenas debían cumplir con la encomienda¹, impuesto que a largo plazo empeoró la situación de desabastecimiento, ya que los indígenas debían desplazarse a lugares lejanos para recolectar la fuente energética, ocasionando deforestación. Esta situación desembocó en la primera “crisis energética” a la cual se sumó las disputas entre los españoles y los indígenas por la dificultad, cada vez mayor, de transportar la leña hasta los centros urbanos, lo que no sólo afectó el sector energético sino también el político, social y económico (de la Pedraja Tomán, 1985).

El uso de la fuerza animal para el transporte y el trabajo agrícola, y de los esclavos traídos de África fue la solución al problema de desabastecimiento de leña (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 34). Asimismo, desde 1801 se comenzó a sustituir la leña por carbón mineral; sin embargo, sólo hasta 1837 algunas salinas hicieron la sustitución completa. La introducción de un nuevo combustible a la ma-

¹La encomienda: impuesto que los indígenas debía pagar ya sea con trabajo, especie u otro tipo de tarea, a un encomendero designado por la corona española, en compensación por los servicios que ésta prestaba (Rubino, 2014).

triz energética redujo la presión sobre los bosques, aunque esto no puso fin al problema del desabastecimiento energético. Por lo tanto, la búsqueda de otras fuentes energéticas continuó.

Aunque los ingenios de caña empezaron a usar la fuerza hidráulica en 1849, ésta quedó en desuso porque se requería de una gran inversión inicial, y la inestabilidad de los mercados de la época no incentivaba su proliferación. La fuerza derivada de las máquinas de vapor corrió con igual suerte, ésta además, fue rechazada por la población debido al temor que generaba. Su uso se generalizó sólo hasta 1901 con la inauguración de una planta térmica en el ingenio Manuelita; no obstante, ésta tuvo que enfrentar el problema del desabastecimiento energético por haber elegido la leña como insumo. El desabastecimiento de leña no sólo afectó a esta empresa, sino también a diferentes sectores de la economía nacional.

Como respuesta a la situación de desabastecimiento de combustibles, la Compañía de Navegación de Cartagena en 1846 solicitó al Congreso Nacional “la importación libre de todo derecho” (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 55), con esta decisión las importaciones de combustibles inexistentes hasta antes de 1850 fueron creciendo en un promedio de 13,1 % anual entre 1866 y 1905; para el periodo de 1910 a 1931 las importaciones mostraron una reducción de -2,7 % promedio anual como se muestra en las Tablas **A-1** y **A-2**; sin embargo, al hacer una evaluación de todo el periodo comprendido entre 1866 y 1931 es posible evidenciar que el crecimiento promedio anual de importaciones de combustible fue del 4,3 %, dejando ver que el país aún debía importar combustibles para abastecer su demanda interna. El incremento del consumo de combustibles en la balanza energética del país se dio, en entre otros factores, por el incremento del uso de éstos en el alumbrado de casas y calles, que era el único medio por el cual se podía obtener luz artificial; sólo hasta el año 1889 que se introdujo la electricidad, después de varios intentos fallidos en los cuales se usó velas de sebo, antorchas, faroles y gas, el consumo de combustibles para éste fin se redujo.

Para diciembre de 1865, en Bogotá la Junta de Comercio esperaba la llegada de 24 faroles de petróleo, este nuevo sistema tuvo buena acogida en la iluminación de calles y hogares; su uso se expandió rápidamente a las ciudades costeras gracias a la facilidad del suministro de petróleo importado. No obstante, este sistema seguía presentando el problema del desabastecimiento de combustible, en las ciudades del centro del país, tanto así que se reconocía la importancia de la luz de la luna para determinar la hora de encendido de las lámparas, como se puede ver en la reglamentación de la Junta de Comercio en el artículo 131 de 1867:

Tabla A-1. Importaciones de combustible y alumbrado 1866-1905

Años	Kilogramos
1866-1867	153.042
1867-1868	350.438
1868-1869	434.851
1869-1870	260.464
1870-1871	329.819
1871-1872	538.002
1872-1873	703.749
1873-1874	718.617
1874-1875	561.647
1875-1876	783.249
1878-1879	1.000.766
1887	762.494
1891	1.593.218
1897	3.536.379
1898	2.712.846
1905	4.154.418

Fuente: (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 60)

“ En las noches en que la luna alumbra en las primeras horas, los faroles principiarán a encenderse por los alumbradores a las seis y media de la tarde, y se apagarán a las cinco de la mañana, o más tarde si no hubiere suficiente claridad natural, en cuyo caso se apagarán de las cinco a las seis y media de la mañana.

En las noches en que la luna alumbre en las primeras horas, los faroles se encenderán oportunamente para que estén alumbrando cuando termine la luz de aquella. Cuando la luna alumbre toda la noche no se encenderán los faroles.” (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 40)

Para enfrentar los problemas de iluminación se plantearon diferentes alternativas; entre ellas se destaca la experiencia de la *American Gas Company* creada en julio 1872, como empresa privada con recursos nacional e internacionales, que como las otras iniciativas de la época, enfrentó problemas económicos, técnicos y de abastecimiento. Esta empresa sólo pudo iniciar su funcionamiento cuatro años después de creada, debido a la dificultad de conseguir los recursos financieros necesarios para la adquisición de equipos (Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia, 1999, pág. 64); la venta de acciones fue lenta y sólo hasta 1875 cuando el municipio contrató el servicio de alumbrado con la empresa, ésta pudo iniciar las obras civiles de su planta; un año después, el 1 de abril de 1876, se dio inicio al servicio de alumbrado por medio de gas en Bogotá (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 64).

Tabla A-2. Importaciones de combustible y alumbrado 1910-1931

Años	Kilogramos	Valor (\$)	Proporción frente a las importaciones totales (%)
1910	15.093.072	312.902	1,80
1911	15.076.337	371.447	2,05
1912	17.310.374	564.064	2,35
1913	22.717.602	523.501	1,83
1914	18.981.126	554.896	2,64
1915	13.531.503	607.056	3,40
1916	17.188.596	681.816	2,30
1917	22.468.523	793.544	3,21
1918	9.453.217	909.498	4,18
1919	12.597.568	799.590	1,69
1922	15.944.969	711.279	1,70
1923	11.917.700	541.293	0,88
1924	15.199.032	756.663	1,36
1925	15.159.594	919.556	1,03
1926	22.348.278	1.494.194	1,35
1927	31.969.403	1.715.188	1,36
1928	46.762.158	1.983.714	1,35
1929	56.636.829	2.444.439	1,93
1930	46.451.889	1.557.106	2,48
1931	29.359.936	1.071.931	2,61

Fuente: (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 61)

Sin embargo, los problemas técnicos impidieron que la empresa ofreciera el servicio continuamente, uno de los principales inconvenientes consistió en el uso de tuberías de madera, a través de las cuales se perdía parte del gas. Esta deficiencia se abordó mediante la instalación de tubería metálica; no obstante, los elevados costos detuvieron las posibilidades de crecimiento de la empresa. Trece años después, en 1889, la compañía podía mantener de manera irregular sólo 20 faroles dispersos en toda la ciudad (de la Pedraja Tomán, 1985, pág. 66). Sumado a los problemas técnicos la empresa afrontó el desabastecimiento de carbón mineral, insumo necesario para poner a funcionar sus calderas y producir gas; por esta razón la compañía debió adquirir una mina de la cual conseguía carbón para su funcionamiento. A pesar de eso los problemas presentados no permitían que el servicio de alumbrado se presentara de forma constante, razón por la cual se continuó buscando otros métodos para el alumbrado de calles y casas.

Referencias

- Alvarez Sierra, S., y Tamayo Plata, M. P. (2006). Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano. *Ecos de Economía*, 7-44.
- Andreotti, J. I. (2012). *¿cómo está constituido y cómo opera el sadi en 2013?* Descargado de <http://ingenieroandreotti.blogspot.com.co/2013/11/como-esta-constituido-y-como-opera-el.html>
- Armstrong, A., y Hamrin, J. (2000). The renewable energy policy manual. *United States Export*.
- Association os Corporate Counsel. (2014). *Electricity regulation in the uk: overview*. Energy and Natural Resources.
- Baez, O. (2011, sep). *Programa nacional de uso racional y eficiente de la energía*. Descargado de {http://es.slideshare.net/pe5pe/proure-omar-baez?next_slideshow=1}
- Balenstrini, A., Pampuro, J., Hidalgo, E., y Estrada, J. (2007). *Bo 02/01/07 energía elÉctrica ley 26.190 (pln)—régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energia destinada a la producció n de energia eléctrica*.
- Banco de la República. (2015, julio). *Biblioteca virtual*. Descargado de <http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/ayudadetareas/economia/apertura-economica>
- Banco de la República de Colombia. (2009). *Serie estadística*. Descargado de <http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see.finanzas.publi.htm>
- Belyaev, L. S. (2011). *Electricity market reforms economic and pilicy challenges*. Springer.
- Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy economics*. Londres: Springer.
- Bidaurratzaga, E. (2016). *Consenso de washington*. página web. Descargado de <http://omal.info/spip.php?article4820>
- Bollen, M. H., y Hassan, F. (2011). *Integration of distributed generation in the power system* (primera ed., Vol. 80). John wiley & sons.
- Botero, J. P., García, J. J., y Velásquez, E. (2015). *Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en colombia*. Universidad EAFIT.
- Bouille, D., Dubrovsky, H., y Maurer, C. (2001). Reform of the electric power sector in developing countries: case study of argentina. *IEEBF, WRI*.
- Casilda Béjar, R. (2004). América latina y el consenso de washington. *Boletín ICE Económico: Información Comercial Española*(2803), 19–38.
- Castillo, G., y Maldonado, P. (2004). Situación de la energía en chile: Desafíos para la sustentabilidad. *Santiago de Chile: Programa Chile Sustentable*.
- Central Energía. (2016). *Glosario del mercado eléctrico*. Descargado de {<http://www.centralenergia.cl/biblioteca/glosario-mercado-electrico/>}
- Centro de despacho económico de carga sistema interconectado central. (2016a, agosto). *Energías renovables no convencionales*. Descargado de <http://www.cdcsic.cl/informes-y-documentos/fichas/energias-renovables-no-convencionales>

-ernc/

- Centro de despacho económico de carga sistema interconectado central. (2016b, agosto). *Operación real anual*. Descargado de <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>
- Centro de despacho económico de carga sistema interconectado norte grande. (2016, agosto). *Informes mensuales a la cne*. Descargado de http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=4003&p_id_public_web=258&p_perodo=
- Centro de Energía. (2012, octubre). *Capacidad instalada sic*. Descargado de <http://www.centralenergia.cl/centrales/capacidad-instalada-sic/>
- CEPAL, OLADE y GTZ. (2003). *Energía y desarrollo sustentable en américa latina y el caribe: guía para la formulación de políticas energéticas* (primera ed.). Santiago de Chile: OLADE.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1994). Resolución 054 de 1994. *Diario Oficial*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995, julio). Resolución 024 de 1995. *Diario Oficial No. 41.937*, 1-55.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1996, octubre). Resolución 084 de 1996. *Diario Oficial No. 42.906*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2001a). Resolución 039 de 2001. *Diario Oficial No. 44.395*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2001b, marzo). Resolución creg 034 de 2001. *Diario Oficial*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2006, octubre). Resolución 071 de 2006. *Diario Oficial*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009a). Por el cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el despacho ideal y las reglas para determinar el precio de la bolsa en el mercado energía mayorista. *Diario Oficial No. 47.362*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009b, noviembre). Resolución 141 de 2009. *Diario Oficial No. 41.531*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2010a). Resolución 005 de 2010. *Diario Oficial*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2010b). Resolución 190 de 2010. *Diario Oficial*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2010c, marzo). Resolución creg 036 de 2010. *Diario Oficial 47.647*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2015a). Resolución 024 de 2015 por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2015b, septiembre). Resolución no. 138. *Diario Oficial*.
- Comisión Nacional de Energía. (1991). *Evaluación del sector eléctrico colombiano 1970-1990*. Bogotá: Presencia.

- Comisión Nacional de Energía. (2016a, enero). *Energía abierta*. Descargado de <http://energiaabierta.cne.cl/electricidad/>
- Comisión Nacional de Energía. (2016b). *Reporte mensual del sector energético* (Vol. 8). Comisión Nacional de Energía.
- Comisión Nacional de Energía Atómica. (2015). *Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la república de argentina*. Comisión Nacional de Energía Atómica.
- Comisión Nacional de Energía Atómica y Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios. (2015). *Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la república de argentina*. Subgerencia de planificación estratégica.
- Corporación Andina de Fomento y Vicepresidencia de Infraestructura. (2006). *Colombia: análisis del sector eléctrico*. Caracas, Venezuela.
- Cuervo Gonzáles, L. M. (1992). *De la vela al apagón*. Bogotá, Colombia: Cinep.
- Danish Energy Agency. (2015). *Levelized cost of energy lcoe calculator methodology, assumptions and guidelines*. Danish Energy Agency.
- de la Pedraja Tomán, R. (1985). *Historia de la electricidad en colombia 1537-1930* (primera ed.). La Ancora.
- de la Pedraja Tomán, R. (1993). *Petróleo, electricidad, carbón y política en colombia*. La Ancora.
- Departamento Nacional de Planeación. (1991). *Plan de desarrollo económico y social 1990-1994*. Bogotá.
- Department of Energy & Climate Change. (2013). Energy act 2013. *Stationery Office Limited*.
- Department of Energy & Climate Change DECC. (2014). *Annua energy statement 2014*. OGL.
- Department of Energy and Climate Change. (2012). Electricity market reform: policy overview. *Stationery Office Limited*.
- Department of Energy and Climate Change. (2013). Energy act 2013. OGL.
- Department of Energy and Climate Change. (2015, may). *2010 to 2015 government policy: low carbon technologies*. Descargado de <https://www.gov.uk/government/publications/2010-to-2015-government-policy-low-carbon-technologies/2010-to-2015-government-policy-low-carbon-technologies#appendix-5-the-renewables-obligation-ro>
- El Congreso de Colombia. (1928). Ley 113 de 1928. *Diario oficial*, 6-10.
- El Congreso de Colombia. (1936). Ley 109 de 1936. *Diario oficial*.
- El Congreso de Colombia. (1938, octubre). Ley 126 de 1938. *Diario oficial No. 23.915*.
- El Congreso de Colombia. (1981, octubre). Ley 56 de 1981. *Diario Oficial 35.856*.
- El Congreso de Colombia. (1994a, julio). Ley 142 de 1994. *Diario Oficial No. 41.433*.
- El Congreso de Colombia. (1994b, julio). Ley 143 de 1994. *Diario oficial No. 41.434*.
- El Congreso de Colombia. (2014, mayo). Ley 1715 de 2014. *Diario Oficial*.

- El Presidente de la República de Colombia. (1992, abril). Decreto 700 de 1992. *Diario oficial No. 40.431*.
- Electric Power Research Institute. (2009). *Program on technology innovation: Integrated generation technology options*. Palo Alto, California (USA): EPRI.
- Empresa de energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia. (2000). *Historia de la empresa de energía de bogotá 1927-1959*. Bogotá - Colombia: Sigma Editores.
- Empresas de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y Universidad Externado de Colombia. (1999). *Historia de la empresa de energía de bogotá 1896-1927* (primera ed., Vol. I).
- Empresas Públicas de Medellín. (2016). *epm*. Descargado de <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Historia.aspx>
- Energía Argentina S.A. (2016). *Estado de situación de las licitaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables*. Descargado de <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/areas-de-negocios/92-energiasrenovables/397-genren?showall=&start=1>
- Energy UK. (2016). *Electricity generation*. Energy UK. Descargado de <http://www.energy-uk.org.uk/energy-industry/electricity-generation.html>
- Enertolima. (2016, enero). *Enertolima*. Descargado de <http://www.enertolima.com/portal/index.php/venta-de-energia/mercado-regulado-y-no-regulado.html>
- Expertos del Mercado XM. (2014a). *Agentes del mercado*. Descargado de <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/1-4-Agentes-del-mercado.aspx>
- Expertos del Mercado XM. (2014b). *Informes mensuales: generación por agente*. Descargado de <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/2-12-Anex-Generacion-por-agente.aspx>
- Expertos del Mercado XM. (2015, diciembre). *Informe mensual de análisis del mercado*. Descargado de <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>
- Expertos del Mercado XM. (2016a). *Estructura del mercado*. Descargado enero, 2016, de <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- Expertos del Mercado XM. (2016b, enero). *Paratec*. Descargado de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>
- Expertos del Mercado XM S.A. E.S.P. (2007). *Xm*. Descargado de <http://www.xm.com.co/Promocin/%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>
- Fandiño, E. (2008). Energía y regulación en iberoamerica. En (Vol. II, cap. Regulación y funcionamiento del sector eléctrico en Argentina). civitas.
- Feynman, R. (2002). Day-ahead market desing. En S. Stoft (Ed.), *Power system economics* (p. 217-231).
- Fundacion Bariloche y otros. (2009). Energías renovables: Diagnóstico, barreras y propuestas. *Secretary of Energy, Republic of Argentina; REEEP (Renewable Energy and Energy*

- Efficiency Partnership*); *Fundacion Bariloche*.
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., y Gómez, M. (2013). *Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en colombia*. Fedesarrollo.
- Gas and Electricity Market Authority y Gas and Electricity Consumer Council. (2000). *Utilities act 2000. Stationery Office Limited*.
- Hammons, T., Corredor, P., a.M. Fonseca, a.C.G. Melo, H., R., M., C., y J., G. (1999). Competitive generation agreements in latin american systems with significant hydro generation. *IEEE Power Engineering Review*, 19(9), 4-14. doi: 10.1109/MPER.1999.785784
- IDEAM. (2016, septiembre). *Tiempo y clima*. Descargado de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/clima/fenomenos-el-nino-y-la-nina>
- Indicadores del día. (2016). *Valor del utm*. Descargado de <http://indicadoresdeldia.cl/valor-utm-hoy.html>
- Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI). (2012, septiembre). *Programa genren: características principales*. Descargado de <http://inti.gob.ar/e-renova/erE0/er20b.php>
- Interconexión Eléctrica S.A. ISA. (2002). *El sector eléctrico colombiano orígenes, evolución y retos un siglo de desarrollo* (primera ed., Vol. I). ISA.
- International Centre of Trade and Sustainable Development. (2014, 14 de julio). *La promoción de las energías renovables en argentina: el caso genren*. Descargado de <http://www.ictsd.org/bridges-news/puentes/news/la-promoci%C3%B3n-de-energ%C3%ADas-renovables-en-argentina-el-caso-genren>
- International Energy Agency. (2007, abril). *Contribution of renewables to energy security*. iea. Descargado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/so_contribution.pdf
- International Energy Agency IEA. (2012). *Energy policies of iea countries: the united kingdom*. International Energy Agency IEA.
- International Renewable Energy Agency. (2015). *Renewable energy target setting*. IRENA.
- IRENA. (2016). *visión y misión*. IRENA. Descargado de <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=cat&PriMenuID=13&CatID=9>
- Kirschen, D., y Strbac, G. (2004). *Fundamentals of power system economics*. Wiley.
- Lopez Domínguez, I. (2016). *Expansión*. Descargado enero, 2016, de <http://www.expansion.com/diccionario-economico/mercados-over-the-counter.html>
- Los Expertos en Mercado. (2008a, febrero). *Garantías cargo por confiabilidad*. XM S.A. E.S.P. Descargado de <http://www.xm.com.co/Garantas1/GARANTIAS%20CXC%20Feb-18-2008.pdf>
- Los Expertos en Mercado. (2008b, septiembre). *Reconciliaciones*. Seminario taller de transacciones en la bolsa. Descargado de http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/04_Reconciliaciones.pdf
- Maldonado, P. (2008). *Aporte potencial de energías renovables no convencionales y eficiencia*

- energética a la matriz eléctrica, 2008-2025*. Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile.
- Martínez Rangel, R., Garmendia, R., y Soto, E. (2012). El consenso de Washington: la instauración de las políticas neoliberales en América Latina. *Política y cultura*(37), 35-64.
- Martinot, E., Mastny, L., Rosbotham, L., Suding, P., y Lempp, P. (2006). Renewables global status report-2006 update. *REN21 Secretarian*.
- Mazer, A. (2007). *Electric power planning for regulated and deregulated markets*. Wiley-Interscience.
- Mesa Palacio, N. J. (2012). *Análisis de esquemas regulatorios para las transacciones de energía entre Colombia y Panamá* (Tesis de Master no publicada). Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín.
- Mestre-Romero, M. P. (2006, julio). La privatización del sector eléctrico en Colombia y sus incidencias en la prestación del servicio de energía eléctrica. *Escuela superior de Administración pública ESAP*.
- Millán, J. (2006). *Entre el mercado y el estado*. New York: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. (2008). 20.257, introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. *Diario Oficial*, 1.
- Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile. (2004). Modificaciones a la ley dfl no. 1, ley corta i. *Diario Oficial*.
- Ministerio de Energía. (2011, diciembre). Decreto 130 de 2011. *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. Descargado de {<http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1047565&idVersion=2012-12-31>}
- Ministerio de Energía. (2012). *Energía para el futuro limpia, segura y económica*. Gobierno de Chile.
- Ministerio de Energía. (2016). *Cifes*. Descargado de {<http://cifes.gob.cl/sobre-cifes/nosotros/>}
- Ministerio de Energía de Chile. (2012, feb). Ley 20.571 regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. *Diario oficial*.
- Ministerio de Energía de Chile. (2013, oct). Ley 20.698 propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. *Diario oficial*.
- Ministerio de la energía and Generadoras de Chile A.G. and empresas eléctricas A.G. and ACERA and ACHEGEO. (2016). *Chile energía 2015-2016*. Lo castillo y SR.
- Ministerio de Minas y Energía. (1984). *Memoria el congreso 1983/1984*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (1986). *Energía y minas para el progreso social*. Bogotá: Guadalupe Ltda.
- Ministerio de Minas y Energía. (2014a). Decreto 2469 por el cual se establecen los linea-

- mientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. *Diario Oficial*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2014b, 3 de diciembre). Decreto no. 2492. *Diario Oficial*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2015). Decreto no. 2143. *Diario Oficial*.
- Ministerio de Minas y Energía y Comisión Nacional de Energía. (1992). *Política energética y estructura institucional en Colombia*. Bogotá: Presencia.
- Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios and secretaría de energía and dirección nacional de prospectiva. (2014). *Informe estadístico del sector eléctrico 2014*. Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios y secretaría de energía y dirección nacional de prospectiva.
- Ministerio de minería. (1982). Arueba modificaciones al d.f.l. n° 4 de 1959 1, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica. *Diario Oficial*.
- Momoh, J. (2012). *Smart grid: fundamentals of design and analysis* (Vol. 63). New Jersey: John Wiley & Sons.
- Momoh, L., James y Mili. (2009). *Economic market design and planning for electric power systems* (Vol. 52). John Wiley & Sons.
- National Renewable Energy Laboratory. (2016, agosto). *Simple levelized cost of energy (lcoe) calculator documentation*. Fedesarrollo. Descargado de http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_documentation.html
- Ofgem. (2007). *Ofgem*. Descargado de <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/renewables-obligation-ro>
- OLADE. (2013). *Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia*.
- Ortiz Flórez, R. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Ediciones de la U.
- Painuly, J. (2001). Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy*, 73-89.
- Palma, R., Jiménez, G., y Alarcón, I. (2009). Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. *Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)*.
- Pampa energía inversores. (2014, enero). *Pampa energía inversores*. Descargado de http://ri.pampaenergia.com/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=2\&conta=47\&tipo=24234
- Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea. (2003). Directiva 2003/87/ce. *Diario Oficial de la Unión Europea*.
- Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea. (2009, abril). Directiva 2009/28/ce. *Diario Oficial de la Unión Europea*.
- Pond, R. (2006). Liberalisation, privatisation and regulation in the UK electricity sector. *Working Lives Research Institute*.
- Pontificia Universidad Católica de Chile. (2012, enero). *La reforma del sector eléctrico de 1992*. Descargado de [http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/argentina/La%](http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/argentina/La%20reforma%20del%20sector%20el%C3%A9ctrico%20de%201992)

20reforma.html

- Pontificia Universidad Católica de Chile. (2016, enero). *Estructura del mercado argentino*. Descargado de <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno02/sicsadi/Anexo1.html>
- Quintero Montaña, C. (2011). *Análisis descriptivo y estructural del sector de energía en colombia*. Delagatura de protección de la competencia.
- Restrepo Estrada, S. V. A. L. G., María Isabel; Arango Araburo. (2012, junio). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano del cargo por confiabilidad. *Cuadernos de economía*, 31-56.
- Revista Dinero. (2016, marzo). Colombia debe ahorrar 5 las buenas? *Revista Dinero*.
- Romero, C. A. (1998). Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino. *CEPAL*.
- Rothwell, T., Geoffrey; Gómez. (2003). *Electricity economics regulation and deregulation* (M. E. El-Hawary, Ed.). Wiley-Interscience.
- Rubino, F. (2014). *Revista digital de historia y ciencias sociales*. Descargado de <http://www.claseshistoria.com/america/colonial-administracion-sistemastrabajo-encomienda.html>
- Rudnick, H. (2014). *Desafíos y oportunidades de inserción de ernc en chile*. cigré.
- Schmidt, E. (2013). *Potencialidad y dificultades para el desarrollo de las energías renovables en argentina: un estudio de costos* (Tesis Doctoral no publicada). Tesis de Grado, Argentina.
- Secretaría de Energía. (1992, enero). Ley 24.065 generación, transporte y distribución de electricidad. *Boletín Oficial*.
- Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. (1998, 26 de octubre). Ley 25.019 régimen nacional de energía solar y eólica. *Boletín Oficial*.
- Senado y Cámara de la Nación Argentina. (2002, enero). Ley 25.561 de emergencia pública y reforma del régimen cambiario. *Boletín Oficial*.
- Sepúlveda Pinilla, I. E. (2009, septiembre). La energía eólica en colombia: desarrollos-usos. *Revista procesos*.
- Serra, P. (2002). Regulación del sector eléctrico chileno. *Perspectivas*, 6(1), 11-43.
- Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA). (2013). *Caracterización del sector eléctrico colombiano*. SENA.
- Simmonds, G. (2002). *Regulation of the uk electricity industry*. University of Bath School of Management.
- Smith, A. (2002). Exercising market power. En S. Stoft (Ed.), *Power system economics* (p. 329-344).
- Steinmetz, C. P. (2002). Ancillary services. En S. Stoft (Ed.), *Power system economics* (p. 232-242).
- Stoft, S. (2002). *Power system economics designing markets for electricity*. Wiley.
- Superintendencia de Industria y Comercio. (2011). *Estudio de mercado: análisis descriptivo y estructural del mercado de energía en colombia*. Bogotá.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2015). *Informes del comité*

- de seguimiento al mercado de energía mayorista.* Descargado de <http://www.superservicios.gov.co/Energia-y-gas/Energia/Mercado-de-Energia-Mayorista2/Comite-de-Seguimiento-al-Mercado-de-Energia-Mayorista>
- Suárez, A. (2016). Cargo por confiabilidad: peor que saludcoop o reficar. *Portafolio*.
- Talavera, P., y Armijo, M. (2007). *Instituciones y desarrollo: reformas de segunda generación en américa latina*. Bogotá: CENES.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2004). *Una visión del mercado eléctrico colombiano*. Bogotá.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2013). *Proyección de la demanda de energía eléctrica en colombia*. UPME.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2010). *Sector eléctrico nacional*. Bogotá, Colombia: UPME.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2015a). *Integración de las energía renovables no convencionales en colombia*. La imprenta editores S.A.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2015b, junio). Resolución 281. *Diario Oficial*.
- Universidad de Chile y Ministerio de energía y división de energías renovables y GTZ y Centro de Energías. (2012). Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. *Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)*.
- Ventosa, M., Linares, P., y Pérez Arriaga, I. J. (2013). *Power system economics* (I. J. Pérez Arriaga, Ed.). Springer.
- Ávila, L. F. M. (2014). *Políticas públicas del sector eléctrico colombiano 1990-2009* [Tesis maestría]. Bogotá.
- Vélez Álvarez, L. G. (2015). *El precio de la electricidad en colombia y comparación con referentes internacionales*. Medellín: ECSIM.
- Wiesner-Durán, E. (1992). *Política energética y estructura institucional en colombia*. Santafé de Bogotá: Editorial Presencia.