



GCF Readiness
Componente 4
Análisis Sectorial
ENERGÍA



Frankfurt School
FS-UNEP Collaborating Centre
for Climate & Sustainable Energy Finance



1. ÍNDICE

- 1. Índice1
- 2. Introducción al documento2
- 3. Introducción al sector.....5
- 4. El contexto colombiano7
- 5. Relevancia para el cambio climático15
- 6. Tendencia de inversión en el sector21
- 7. Incentivos y regulaciones26
- 8. Referencias30

- Anexo I Mapa de distribución de tecnologías de Generación en Colombia.32
- Anexo II: Mapa del sistema interconectado nacional (2015).....33
- Anexo III. Comportamiento de la Demanda de energía en Colombia.....34
- Anexo IV. Participación de actividades económicas en la demanda energética35
- Anexo V. Porcentaje de Reservas del SIN.....36
- Anexo VII. Esquema del Entorno regulatorio del sector37

2. INTRODUCCIÓN AL DOCUMENTO

Proyecto

El Decreto 298 de 2016 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible establece la conformación del Sistema Nacional de Cambio Climático (Sisclima) y dentro de este marco el Comité de Gestión Financiera. Este Comité es una instancia de coordinación interinstitucional y de diálogo público privado para temas de financiamiento climático, y entre sus propósitos está promover la movilización de recursos domésticos públicos y privados para el cambio climático y diseñar la Estrategia Nacional de Financiamiento Climático, entre otros. La Secretaría Técnica la ejerce el Departamento Nacional de Planeación y sus demás miembros son: el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Relaciones Exteriores, el IDEAM, la Agencia Presidencial de Cooperación Internacional, el Fondo de Adaptación, los bancos de desarrollo (Bancoldex, Finagro y Findeter) y el Protocolo Verde. Adicionalmente, el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: “Todos por un Nuevo País”, establece al Comité de Gestión Financiera como la plataforma de coordinación nacional para los temas de finanzas y cambio climático.

En el marco de las actividades del Comité de Gestión Financiera, en el año 2013 se lleva a cabo una misión por parte de PNUMA, PNUD y WRI con el fin de analizar la pertinencia del establecimiento de un Programa de Preparación para el Acceso al Fondo Verde del Clima en Colombia. Este programa es financiado por el Ministerio de Ambiente Alemán e incluye a varios países.

En Colombia, en el marco de la estructuración de esta cooperación se definen cuatro componentes: (i) fortalecimiento del comité de gestión financiera y generación de capacidades en finanzas públicas, (ii) puesta en marcha de un sistema de monitoreo, (iii) estructuración de proyectos, (iv) diseño de pilotos de innovación financiera.

El objeto del componente 4 denominado “Pilotos de Innovación Financiera” es generar esquemas innovadores de colaboración público privados que puedan atender prioridades específicas de política pública y a la vez aprovechar oportunidades de negocio e inversión sostenible. Se denominan “pilotos” porque se espera que a partir de estos casos particulares se puedan extraer lecciones aprendidas y así posteriormente establecer modelos que puedan guiar el ejercicio de formulación de política pública, regulación y el diseño de instrumentos, productos y servicios financieros para lograr la sostenibilidad.

Teniendo en cuenta las competencias misionales de las entidades miembro del Comité de Gestión Financiera del SISCLIMA, se define que el Protocolo Verde sería el miembro idóneo para apoyar al DNP, en calidad de Secretaría Técnica del Comité de Gestión Financiera y contraparte del Programa de Preparación para el Acceso al Fondo Verde del Clima, en la orientación y liderazgo de este componente del Programa.

Para la implementación de esta iniciativa se han seleccionado siete sectores (agropecuario, energía, vivienda y construcción, transporte, minería, industria y agua). Para cada sector se ha conformado una mesa de trabajo con participación de actores del sector público y privado para orientar el desarrollo de los productos intermedios y el diseño de los pilotos. Las mesas sectoriales cuentan con el apoyo técnico del Frankfurt School.

El componente cuenta con cinco fases: la primera fase es la realización de un diagnóstico de la tendencia de inversión y relevancia de ésta para el cambio climático, respecto a 6 sectores de la economía (Transporte, Vivienda y Construcción, Energía, Agricultura, Industria y Comercio y Minería). La segunda fase corresponde a la identificación de Oportunidades de Negocio y Crecimiento Verde. La tercera es el diseño de los Pilotos de Innovación Financiera. La cuarta fase corresponde a la implementación de los Pilotos de Innovación Financiera y la quinta fase corresponde a la socialización de las lecciones aprendidas. Este documento es el diagnóstico de la Fase 1 para el sector de energía.

Enfoque Estudio

El objetivo de este documento es dar un primer acercamiento a la tendencia de inversión en el sector de Energía y tiene como meta brindar las herramientas básicas para la realización de la fase 2 y 3 del proyecto de los Pilotos de Innovación Financiera. Para el sector de Energía este documento buscó enfocarse en el subsector de Energía Eléctrica sostenible¹ (sin desconocer la importancia de otros tipos de energía eléctrica en el portafolio colombiano) con un enfoque específico en la generación de energía eléctrica mediante Fuentes No Convencionales de Energía (FNCER).

Es pertinente agregar, que se reconoce la importancia que tiene el sector de Energía Eléctrica Sostenible como generador de oferta y su estrecho vínculo con el Sector Industria y el Sector Vivienda y Construcción, pues la energía constituye un importante insumo dentro del proceso productivo y una parte importante del consumo de energía eléctrica viene de los hogares. Es por esto, que el análisis de este documento está centrado en las proyecciones y actualidad del portafolio eléctrico colombiano y en el documento del Sector de Industria se profundizará en inversiones en eficiencia energética, reconociendo que estos dos eslabones son complementarios el uno del otro.

Durante la elaboración del documento es tangible el efecto que ha tenido el reciente fenómeno de El Niño sobre la capacidad efectiva de generación hidroeléctrica del país. El impacto del Fenómeno del Niño ha tenido como efecto el incremento de los precios en el mercado spot y generado retos institucionales que todavía no están claramente valorados. Respecto a este último punto durante la elaboración del documento está latente la posibilidad de mejorar el acceso a energía eléctrica importada para suplir el consumo nacional y el reto de diversificar la matriz tecnológica de generación.

Durante el proceso se decidió enfocar el trabajo del Proyecto de Pilotos de Innovación Financiera al Subsector de Energía Eléctrica Sostenible y a Eficiencia Energética de los procesos. Adicionalmente, se hizo evidente la transversalidad de la mesa de Energía con todas las otras mesas sectoriales y sus intersecciones con las mismas.

Es de resaltar, el proceso actual que se está llevando a cabo con los sectores respecto a la Contribución Nacional Determinada que fue presentada en la Convención de las Partes en diciembre de 2015. Este proceso tendrá sus resultados de metas sectoriales en el segundo semestre de 2016.

Resultados

En términos de generación de energía eléctrica el sector cuenta con una participación importante de plantas hidroeléctricas (alrededor del 70% de la capacidad instalada). Los costos relativamente bajos de generación por la alta participación hidroeléctrica y la ausencia de políticas públicas efectivas para la promoción de FNCER antes de la Ley 1715 en parte explican la baja participación de FNCER en la capacidad instalada del país.

Sin embargo, la reglamentación y regulación de la Ley 1715 de 2014 podría promover de manera importante la inversión en FNCERs. Además, es importante considerar los retos que impone el Fenómeno de El Niño en la determinación de la visión de política pública respecto a lo que deberá ser la futura composición del parque generador.

Se realizó la clasificación de las inversiones en rojas, amarillas y verdes², teniendo como resultado un gran porcentaje de inversiones clasificadas como neutrales respecto al cambio climático (amarillas), debido a la alta participación de fuentes hídricas a escalas mayores de 20MW, transmisión y distribución en el total de las inversiones.

¹ Incluye los sub-sectores de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica excluyendo la generación a partir de fuentes fósiles.

² Para la metodología de la clasificación por favor consultar Capítulo 6

Reuniones y Entrevistas realizadas para la elaboración de este documento

Dentro del contexto de la elaboración del documento se realizaron las siguientes entrevistas y se tuvo contacto con las siguientes personas para obtener su retroalimentación.

| Nombre | Entidad | Fecha |
|--------------------------------------|---|-----------------------|
| Giovanni Pabón | Ministerio de Ambiente y Desarrollo Rural – Dirección Cambio Climático - Energía | Enero 26 de 2016 |
| Laura Aranguren, Ximena Samaniego | Ministerio de Ambiente y Desarrollo Rural – Dirección Cambio Climático - MDL | Febrero 9 de 2016 |
| Camilo Rojas, Martha Castillo | CAF, Dirección de Medio Ambiente | Septiembre 13 de 2015 |
| Luis Carlos Restrepo | Procredit | Agosto 26 de 2015 |
| Javier VelásquezGómez | Findeter | Marzo 1 de 2016 |

Este documento fue revisado por miembros de la mesa de energía y expertos del sector:

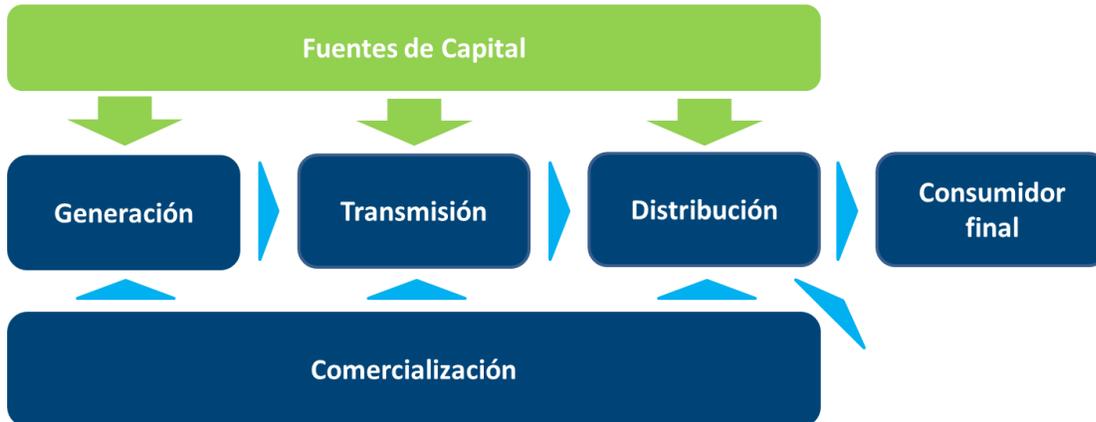
| Nombre | Entidad |
|-------------------------------------|--|
| Cristian Alejandro Gutiérrez Zamora | Corpbanca |
| Jose Manuel Sandoval | Global Green Growth Institute/Departamento Nacional de Planeación |
| Javier Velásquez Gómez | Findeter |
| Maria Cecilia Concha | Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible |
| Miguel Sebastian Lema | Departamento Nacional de Planeación |
| Oscar Alejandro Páramo Rojas | Departamento Nacional de Planeación |
| Área de Sostenibilidad | Asobancaria |

3. INTRODUCCIÓN AL SECTOR

1.1 Cadena de valor y definiciones

La cadena de valor del sector energético tiene cuatro eslabones básicos: Generación, Transmisión, Distribución como se observa en el Gráfico 1.

Gráfico 1. Cadena de Valor del sector Energético en Colombia.



Adicionalmente la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) participa activamente en las reglamentaciones y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la ente encargada con la planeación del sector. La conformación de los entes y actores del sector y los lineamientos regulatorios principales se compilaron en el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía (Decreto 1073 de 2015).

Específicamente, la **Generación** es la actividad que consiste en producción de energía eléctrica a partir de otros tipos de energía, por ejemplo hidráulica o térmica. Existen plantas de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional y otras destinadas a atender Zonas no Interconectadas, por ejemplo en el archipiélago de San Andrés y Providencia. Dentro de este eslabón hay cuatro agentes (Empresa de Energía de Bogotá, s.f.):

- **Generadores mayoristas:** los cuales efectúan transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad (Con capacidad instalada igual o superior a 20 MW) y también pueden vender la energía mediante contratos de mediano y largo plazo.
- **Plantas menores:** las cuales tienen unidades de generación con capacidad instalada menor a 20 MW. La regulación para las transacciones comerciales de las plantas menores está contenida en la Resolución CREG 086 de 1996.
- **Autogeneradores:** son las personas naturales o jurídicas que poseen sistemas de generación de energía eléctrica para atender sus propias necesidades y que no están conectadas a la red pública. La regulación para estos agentes está contenida en la Resolución CREG 084 de 1996. Además, con las resoluciones y proyectos de resolución 175 de 2014 y 024 de 2015, se está buscando regular y reglamentar como tal la actividad de autogeneración así como de definición del límite de pequeña escala de 1MW por la resolución UPME 281 de 2015.
- **Cogeneradores:** son las personas naturales o jurídicas que utilizan el proceso de cogeneración (i.e. producción combinada de energía eléctrica y térmica) para el consumo propio o de terceros o actividades comerciales o industriales. La reglamentación de esta actividad está consignada en la Resolución CREG 085 de 1996.

Las tres firmas mas grandes en términos de capacidad instalada de generación son EMGESA S.A. E.S.P, Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. e ISAGEN S.A. E.S.P entre otras (ver Tabla 10).

La **Transmisión** consiste en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas y que operan a tensiones iguales o mayores a 220 kV en las redes regionales pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Las cuatro empresas que tienen actividades en Transmisión eléctrica en Colombia son Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), Transelca, Empresa de Energía de Bogotá E.S.P. y Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. entre otras (ver Tabla 10).

La **Distribución** es la actividad de transporte de energía eléctrica con equipos que operan a tensiones menores de 220kV y en general corresponde a Sistemas de Distribución Local (SDL) o Sistemas de Transmisión Regional en redes municipales, distritales o regionales.

Se destacan en Distribución Codensa S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. y Electricaribe que suman más del 60% de la red de distribución. Además, existen varias compañías departamentales y regionales.

Por último la **Comercialización** es la actividad de compra de energía en el mercado mayorista y venta a los usuarios finales. Por lo general, esta actividad es operada conjuntamente con la distribución municipal y distrital.

En general, en Colombia los procesos de generación de energía están localizados en zonas alejadas de los centros urbanos. Esto es debido a que gran parte de este eslabón se produce a partir de centrales hidráulicas o térmicas que dependen de disposiciones geográficas especiales con ciertas características para éste propósito (fuentes hídricas, flujos hídricos, represas o embalses, etc).

Luego para poder llevar a cabo la actividad de Transmisión se realizan transformaciones de tensión las cuales se efectúan en subestaciones de transformación a lo largo del territorio nacional. Por último la distribución y comercialización se desarrolla regional y municipalmente para llegar al usuario final mediante la prestación del servicio público domiciliario.

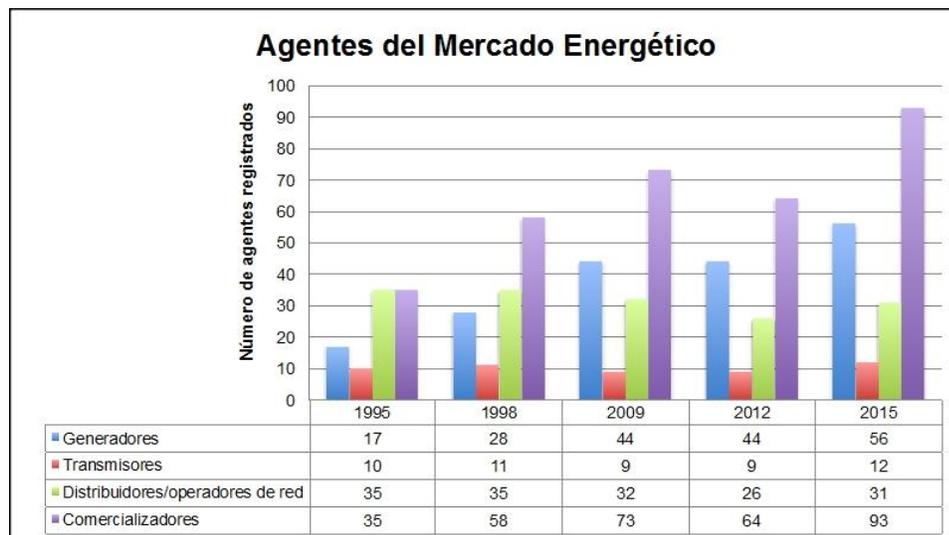
4. EL CONTEXTO COLOMBIANO

Introducción

En los últimos años, el sector energético colombiano se ha beneficiado de una estabilidad política y económica así como de reformas que han sido orientadas hacia el mercado energético. El monopolio del Estado sobre generación, transmisión y distribución terminó en los años 90 debido a la dinamización de la industria mundial y a la institución de un nuevo esquema de mercado a partir de la Constitución de 1991, que establecía la función social del Estado en la prestación de servicios públicos (UPME, 2003). El nuevo esquema eliminaba la función empresarial del Estado y apuntaba a la inclusión del mercado energético colombiano en las dinámicas de la globalización e internacionalización. Por esta razón las leyes 142 y 143 de 1994 crean la CREG, la cual es la encargada de emitir la regulación específica del sector, establecer las estructuras de tarifas y cobros, mientras que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios se encarga de supervisar el cumplimiento de la normatividad por parte de las firmas públicas y privadas. Estas reformas limitan al Estado a las funciones de regular, subsidiar a los usuarios de menores recursos, planificar, vigilar y establecer las políticas generales del sector. (UPME, 2003)

Como se puede evidenciar en el Gráfico 2, Colombia ha atraído nuevos participantes al mercado eléctrico desde la liberalización del sector en los años 90, particularmente en generadores y comercializadores (WWF, 2013, p. 21) pero es claro que pocas empresas son los principales jugadores en cada uno de los eslabones del sector. Respecto a esto, la Superintendencia de Industria y Comercio y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios han establecido esquemas de intervención en el caso de que una empresa de generación supere el 25% de participación y en el que el índice de Herfindahl-Hirschmann³ sea mayor o igual a 1800 como está consignado en la Resolución CREG 060 de 2007 para evitar una concentración que impida la competencia en el sector.

Gráfico 2. Número de participantes en el sector energético colombiano

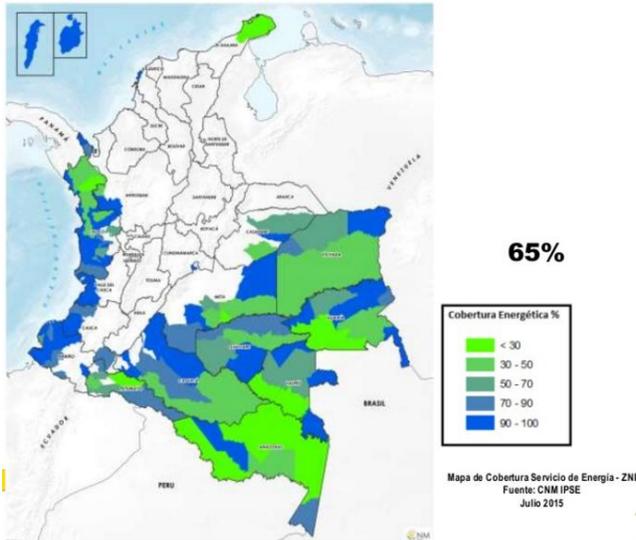


Fuente: Elaboración propia Adaptación con datos XM y Ascodis, 2013 & 2015.

Dentro de este nuevo esquema, como se puede observar en el Gráfico 3. Áreas SIN (blanco), ZNI (verde y azul). El sector eléctrico del país quedó dividido en dos zonas con marcos regulatorios diferentes: El Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI). Como su nombre lo dice, éstas últimas son todas aquellas áreas (municipios, pueblos, caseríos y veredas) que no hacen parte del Sistema Nacional Interconectado.

³Es un índice para calcular la concentración económica en un mercado. Para obtener el índice HH para una industria, se suman las participaciones de los diferentes agentes en el mercado elevada al cuadrado. En el caso de un monopolio por ejemplo, el índice HH sería 10,000. En un mercado con tres participantes con participación individual de 60%, 30% y 10%, el índice sería 4,600.

Gráfico3. Áreas SIN (blanco), ZNI (verde y azul).

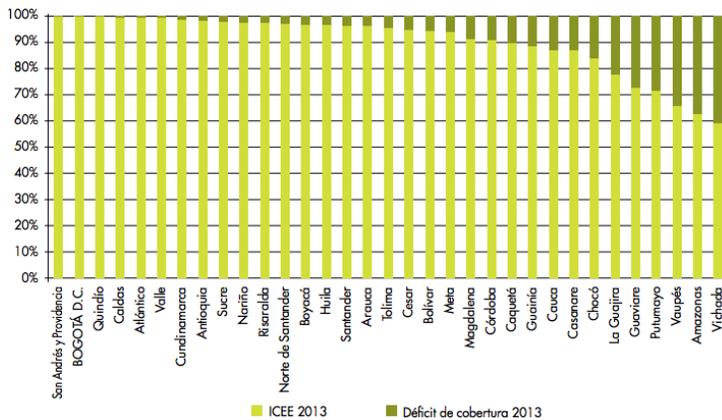


Fuente: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), 2015

La Ley 855 de 2003 define las ZNI y establece regulaciones de estos territorios que corresponden al 66% del área nacional. Sin embargo, la cobertura del SIN llega aproximadamente al 96% de la población colombiana que está ubicada en menos de la mitad del territorio nacional (Universidad de los Andes, 2014).

Para 2015, la capacidad instalada de generación de las ZNI es de 215 MW, de los cuales un gran porcentaje corresponde a plantas de diésel y el resto a plantas de energía hidráulica de pequeña escala y a sistemas fotovoltaicos principalmente. El número de usuarios de estas zonas asciende a 180.000 hogares, de los cuales la mayoría está localizado en los departamentos de Amazonas, Guainía, San Andrés y Providencia, Vaupes y Vichada, además catalogados como No interconectables (Universidad de los Andes, 2014). En algunos de estos departamentos el déficit de cobertura puede ascender al 40% como se evidencia en el siguiente gráfico.

Gráfico 4. Índice de Cobertura (ICEE) y déficit de Energía Eléctrica en Colombia en 2013



Fuente: MinMinas, 2014 basado en Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL), 2014

Con el ánimo de mejorar el acceso a energía de las ZNI, en el año 2000 los artículos 82 y 83 de la ley 633 sirvieron para crear el *Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI-* el cual pretendía financiar los planes, programas y proyectos en cada uno de esos territorios.

Este Fondo tuvo ampliada su vigencia por la Ley 1099 de 2006 hasta diciembre de 2014 y era financiado mediante la captura de un porcentaje de los valores de los agentes generadores del SIN. Sin embargo, parte de la estructura de este Fondo evolucionó con el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 el cual destina parte de los recursos del FAZNI hacia el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge).

El Fenoge fue creado por la Ley 1715 de 2014 que regula la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) al SIN. El Fenoge evidencia el esfuerzo necesario para impulsar ellas FNCE al portafolio energético nacional y establece las oportunidades en los nuevos desarrollos de infraestructura de generación en el país para la diversificación del abastecimiento energético. El Fenoge no es exclusivo para ZNI pero sí busca dar alternativas con fuentes renovables no convencionales diferentes a la generación con plantas de diésel u otros combustibles (Ministerio de Minas y Energía, 2014). Respecto a este fondo, a enero de 2016 no estaba reglamentado y no existe referencia de su alcance. Sin embargo, existe un proyecto de decreto que se abrió para comentarios en mayo de 2015. (UPME, 2015).

Respecto al SIN, se tratarán por aparte las secciones de Generación, Transmisión, Demanda y Precios del sector energético y sus estadísticas para el contexto colombiano:

Generación

Como se puede observar en la Tabla 1 a junio de 2015, la capacidad efectiva neta del SIN es de aproximadamente 15.500 MW que corresponde a un incremento del 0.2% en comparación a diciembre de 2014. Dentro de esa capacidad aproximadamente 800 MW están en plantas menores, principalmente hidráulicas, las cuales no están despachadas centralmente.

Tabla 1. Capacidad instalada por tecnología.

| Tecnología | Potencia(MW) | Participación(%) |
|----------------|-----------------|------------------|
| Hidráulica | 10.919,8 | 70.4% |
| Térmica gas | 1.684,4 | 10.9% |
| Térmica carbón | 1.180,0 | 7.6% |
| Líquidos | 1.366,0 | 8.8% |
| Gas líquido | 276,0 | 1.8% |
| Viento | 18,4 | 0.1% |
| Biomasa | 77,2 | 0.5% |
| Total | 15.521,7 | 100.0% |

En el 2014 entraron en funcionamiento las Unidades de Amoyá la Esperanza (80 MW) y Darío Valencia Samper (60 MW), representando crecimiento en la capacidad instalada de alrededor de 1.0%. Adicionalmente, la entrada en funcionamiento de Hidrosogamoso (800 MW) tiene un impacto importante en el sector generador en Colombia ayudando a que desde 2011 se haya visto una mejora en la estabilización del suministro energético del país. (MinMinas, 2014, p. 152f.).

En el Plan de Expansión Referencia Generación y Transmisión 2015-2029 de la UPME se desarrollan cuatro escenarios a corto plazo y siete escenarios a largo plazo. De los siete escenarios hasta 2029, cuatro tienen incluido plantas de energía de eólica (ver Tabla 2).

Tabla 2. Escenarios de expansión de oferta – capacidad adicional (en MW)

| | Esc. 5 | Esc. 6 | Esc. 7 | Esc. 8 | Esc. 9 | Esc. 10 | Esc. 11 |
|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Hidráulica | 1597 | 3427 | 2557 | 2557 | 2557 | 2557 | 2174 |
| Gas | 115 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Carbón | 1700 | 0 | 1185 | 515 | 0 | 132 | 0 |
| Menores | 797 | 797 | 797 | 797 | 797 | 797 | 797 |
| Cogeneración | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 285 | 285 |
| Eólica | | | | 1624 | 3131 | 1624 | 3131 |
| Solar | | | | 0 | | 239 | 239 |
| Geotérmica | | | | | | 50 | 50 |
| FNCE | 797 | 797 | 797 | 2421 | 3928 | 2995 | 4502 |
| Total | 4208 | 4223 | 4538 | 5492 | 6484 | 5684 | 6676 |
| Porcentaje FNCE | 18.9% | 18.9% | 17.6% | 44.1% | 60.6% | 52.7% | 67.4% |

Por otro lado, en el Anexo I la distribución a 2013 de diferentes tecnologías en cada uno de los departamentos del país evidencia la prevalencia de generación hidráulica en las regiones centro y sur del país y térmica en la región norte. (Ver Mapa - Anexo I).

Transmisión

En cuanto a transmisión, el SIN cuenta con una red de aproximadamente 24.500km y se esperan nuevos proyectos para aumentar esta distancia. Adicionalmente, dentro del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029 se incluye la interconexión eléctrica con el país de Panamá.

Para el 2015, las distancias y los respectivos esquemas de transmisión del SIN están estructurados de la siguiente manera (Para un mapa del SIN ver Anexo II):

Tabla 3. Longitud de la red de transmisión del SIN

| Tipo de Línea de Transmisión | Longitud (km) |
|------------------------------|---------------|
| 110kv | 3.132 |
| 115kv | 7.215 |
| 138kv | 15 |
| 220kv | 2.539 |
| 230kv | 9.598 |
| 500kv | 2.489 |
| Total SIN | 24.988 |

Fuente: XM & Paratec, 2016

Colombia es considerado un país exportador de energía que en 2015 (hasta noviembre) ha tenido como principal destino Ecuador. Sin embargo, debido a condiciones de la red nacional y a condiciones climáticas durante el 2015 también hubo importaciones que llegaron a 42 GWh.

Tabla 4. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica

| Fecha | Exportaciones (GWh) | | Importaciones (GWh) | |
|--------|---------------------|-------------|---------------------|-----------------|
| | a Ecuador | a Venezuela | Desde Ecuador | Desde Venezuela |
| ene-15 | 84,3 | 0,1 | 0,9 | 0 |
| feb-15 | 54,4 | 0,1 | 0,3 | 0 |
| mar-15 | 127,7 | 0,1 | 0,2 | 0 |
| abr-15 | 46,5 | 0,2 | 0,4 | 0 |
| may-15 | 26,9 | 0,4 | 8,99 | 0 |
| jun-15 | 12,0 | 0,4 | 6,49 | 0 |

| | | | | |
|--------------|--------------|------------|--------------|----------|
| jul-15 | 22,3 | 0,6 | 13,43 | 0 |
| ago-15 | 38,4 | 0,4 | 4,97 | 0 |
| sep-15 | 32,7 | 0,1 | 3,56 | 0 |
| oct-15 | 1,6 | 0,1 | 2,64 | 0 |
| nov-15 | 3,9 | 0,1 | 0,84 | 0 |
| Total | 450,7 | 2,6 | 42,72 | 0 |

Fuente: XM, 2015

Por otro lado, los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y Regional ascendieron a más de 1 billón de pesos (cada uno) pero los mayores valores están en la distribución local como se puede ver en la Tabla 5.

Tabla 5. Cargos por uso en los Sistemas de Transmisión y Distribución en 2014 (millones de \$).

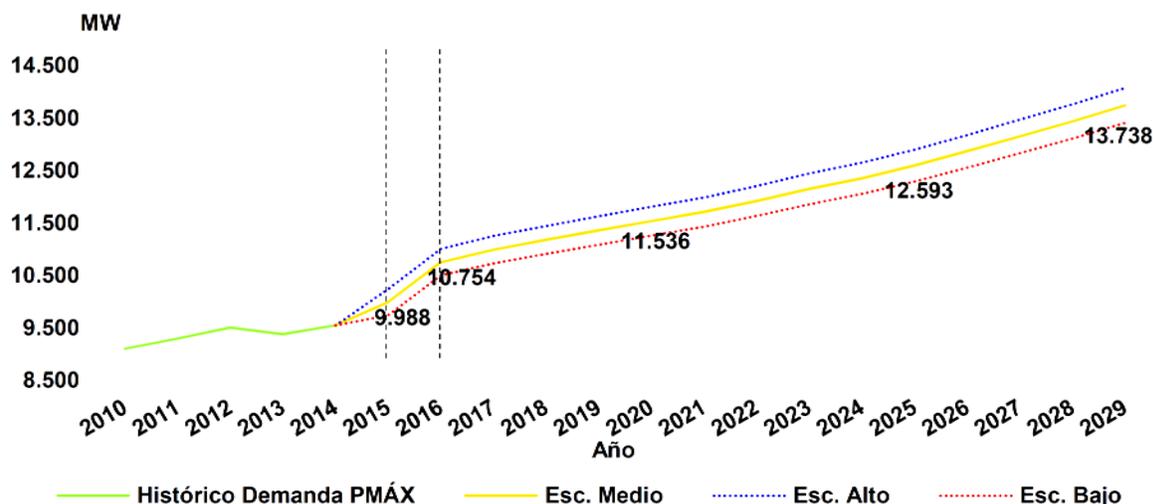
| | |
|--|------------------|
| Cargos por uso Sistema de Transmisión Nacional | 1.333.000 |
| Cargos por uso Sistema de Transmisión Regional | 1.004.000 |
| Cargos por uso Sistema de Distribución Local | 3.231.000 |
| Total | 5.568.000 |

Fuente: XM, 2015

Demanda

El Gráfico 5 evidencia las situaciones proyectadas en cuanto a demanda y muestra un incremento de alrededor del 30% en comparación con el estado actual.

Gráfico 5. Proyecciones de Demanda Energética a 2029 – Escenario Medio

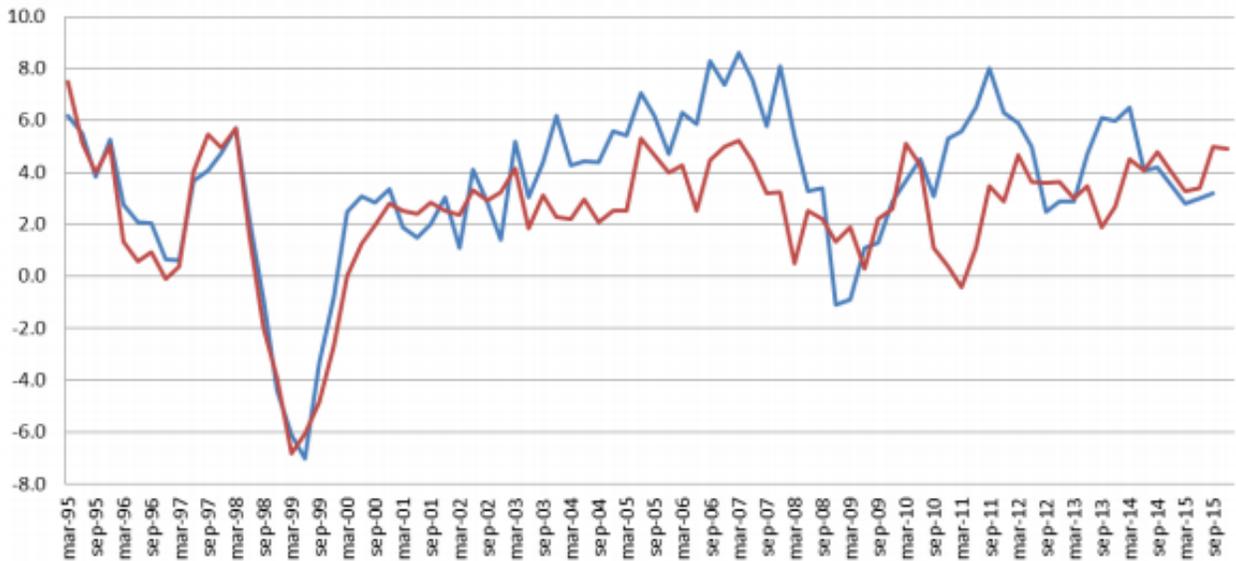


Fuente: UPME (2015). *Punto Inicial 2014, el resto de años son proyecciones de demanda y capacidad instalada.

Como se observa en el Gráfico 6, para el 2015 la demanda acumulada del año creció en un 4% respecto al 2014 para un total de 66.174 GWh, uno de los crecimientos más altos desde 2005, puesto que el promedio de crecimiento entre 2005 y 2015 fue de 3,2%. Este hecho demuestra la tendencia creciente en la demanda (Para la tendencia ver Anexo III).

Sin embargo, hay que agregar que el crecimiento en la demanda energética está relacionado con el crecimiento económico ya que la principal actividad económica en la participación energética es la industria manufacturera (con un 45.5% de participación para el 2014) seguido por la actividad de Minas y Canteras (21% para 2014) (XM, 2015; Ver Anexo IV para la lista de participación). En el Gráfico 7 se pueden observar los ciclos de crecimiento de la economía y su relación con los ciclos de demanda energética.

Gráfico 6. Crecimiento Económico y Demanda energética



Azul: crecimiento económico (PIB), rojo: crecimiento de la demanda energética

Fuente: XM, 2015. Los intervalos de tiempo corresponden a trimestres de la economía.

Respecto al usuario final, Colombia tiene uno de los consumos per cápita más bajos de electricidad de Latinoamérica. Sin embargo, como se mencionó anteriormente desde el 2005 se ha dado un crecimiento de la demanda destacándose el de 4.4% en el 2014 ocasionada por las altas temperaturas en dicho periodo que probablemente se verá reflejada en un consumo por habitante más grande, principalmente por mayores usos en sistemas de refrigeración (XM, s.f)

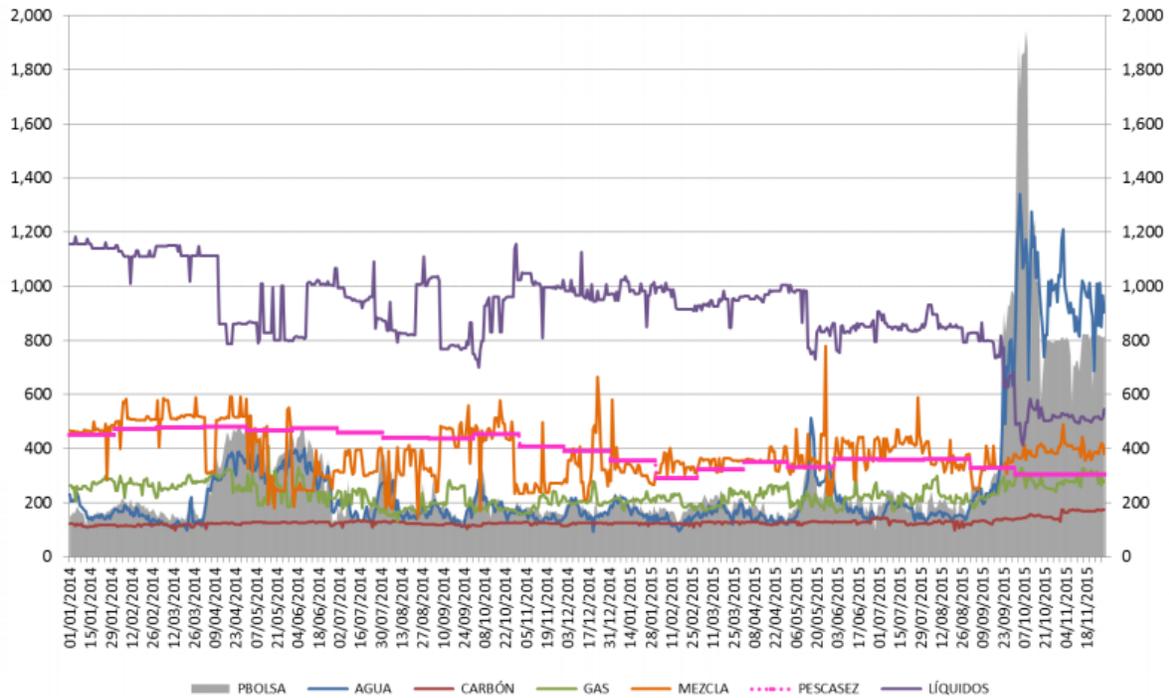
Comercialización y precios de electricidad

En Colombia existen dos tipos de mercado en el sector de energía eléctrica:

El mercado mayorista en cual el comercializador compra le energía eléctrica de acuerdo con sus necesidades. El comercializador cubre la mayoría de sus necesidades con contratos bilaterales con generadores. El balance lo puede vender o comprar en la bolsa (mercado spot).

El precio spot ha variado entre 50 y 400 pesos/kWh entre 2011 y 2015 y para noviembre de 2015 fue de 303.47 pesos/kWh. Adicionalmente, los precios entre las tecnologías existentes cambian a lo largo del tiempo. Como se puede observar en el Gráfico 7, en los últimos meses del 2015, el precio de la energía proveniente de recursos hídricos ha subido considerablemente. Este hecho está relacionado con el Fenómeno de El Niño que está impactando el país desde el cuarto trimestre de 2015 y continuó en los primeros meses de 2016. El Niño ha causado bajos niveles en las principales cuencas del país ocasionando niveles bajos históricos en las reservas hidrográficas (Ver Anexo V) llegando a un porcentaje de 57% en el total del SIN (IDEAM, 2016 & XM, 2016).

Gráfico 7. Precios de oferta promedio ponderado por disponibilidad



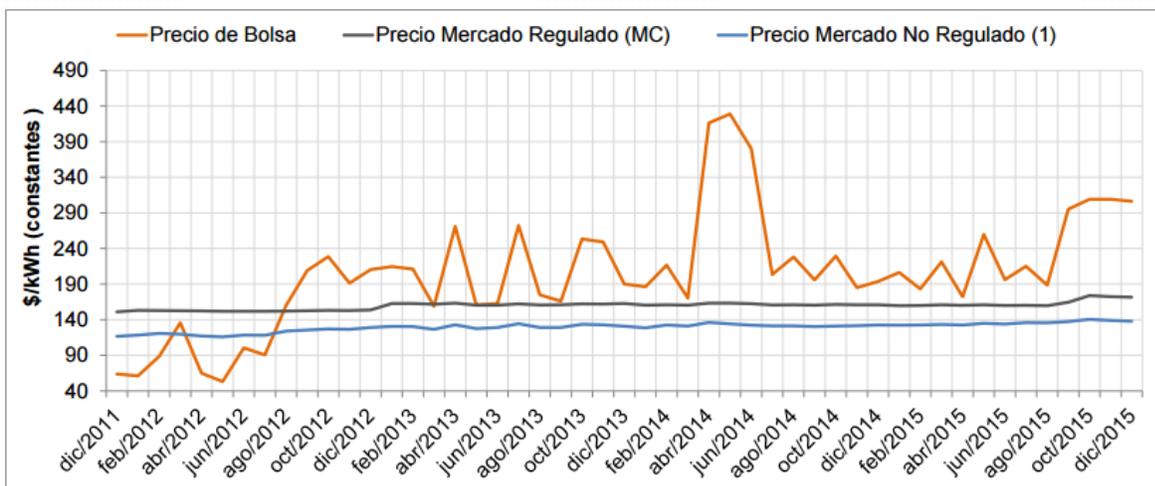
Fuente: XM, 2015.

El mercado minorista en cual el comercializador vende la energía eléctrica al usuario final. En el mercado minorista existen dos segmentos de mercado:

- El mercado regulado atiende a los clientes mayoristas que compran energía mediante licitación pública. Estos clientes consumen menos de 55.000kWh al mes y las transacciones están regidas por las Resoluciones.
- En el mercado no regulado la negociación de las condiciones y el precio son pactadas libremente y tienen como cliente final industriales que no hacen parte del mercado regulado como empresas del sector manufacturero o de petróleo y gas.

El promedio del precio de venta en el mercadoregulado fue de 169.16 pesos/kWh y en el mercado no regulado fue de 136.40 pesos/kWh(XM, 2015).

Gráfico 8. Precio mensual de la electricidad (pesos/kWh)



Fuente: XM (2015)

Entorno regulatorio

Como se mencionó en la introducción al sector, la Constitución de 1991 encargó al Estado las funciones de:

- i. Regulación del sector
- ii. Subsidiar a los usuarios de menores recursos
- iii. Planificación del sector
- iv. Vigilancia del sector
- v. Establecimiento de las políticas generales del sector

Siguiendo esto el entorno regulatorio se ha conformado de la siguiente manera para el cumplimiento de dichas funciones (Para ver un esquema del entorno regulatorio del sector ver Anexo VIII)

- **El Congreso** como órgano que legisla acerca del sector es el encargado de realizar el conjunto de leyes que encaran la dirección del sector energético,
- **La Presidencia de la República**, que es el primer director de la política pública de Energía y cabeza principal desde el poder ejecutivo de los lineamientos del sector,
- **El Ministerio de Minas y Energía**, que por medio de resoluciones y decretos reglamenta el sector siendo parte de los entes de política pública y gestión de energía,
- **El Departamento Nacional de Planeación** encargado de encaminar el sector y asegurar que se generen políticas públicas a largo plazo que integren la planeación de otros sectores,
- **El Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES)** el cual mediante documentos CONPES elabora los planes principales para desarrollo del sector,
- **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)** responsable del planeamiento y proyecciones de la demanda y expansión de generación y transmisión energética. Además, financia proyectos para proyectos de electrificación de las Zonas No Interconectadas con cierto enfoque en fuentes de energía renovable.
- **El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE)** es una entidad adscrita que provee soluciones energéticas mediante evaluaciones técnicas y financieras de proyectos rurales. Adicionalmente realiza monitoreo y control de estos proyectos. Posee un enfoque hacia las Zonas No Interconectadas.
- **La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)** es una entidad adscrita al MinMinas encargada de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, así como de promover la competencia asegurando que los servicios sean prestados de manera eficiente, con alta calidad y sin abusos.
- **La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios** es un organismo técnico que ejerce vigilancia, supervisión y control de las entidades prestadoras de Servicios Públicos.
- **La Superintendencia de Industria y Comercio** promueve la competencia y ejerce vigilancia entre las industrias y clientes del sector.
- **XM es una filial de ISA** la cual es un proveedor de servicios técnicos e información del sector. Es la encargada de elaborar el Informe Diario de Operación del sector.
- **La Administradora del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-** es un ente encargado del registro, liquidación y facturación de todas las transacciones del Mercado Energético.
- **Agencia Nacional de Licencias Ambientales- ANLA** es la entidad encargada de que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible del país.

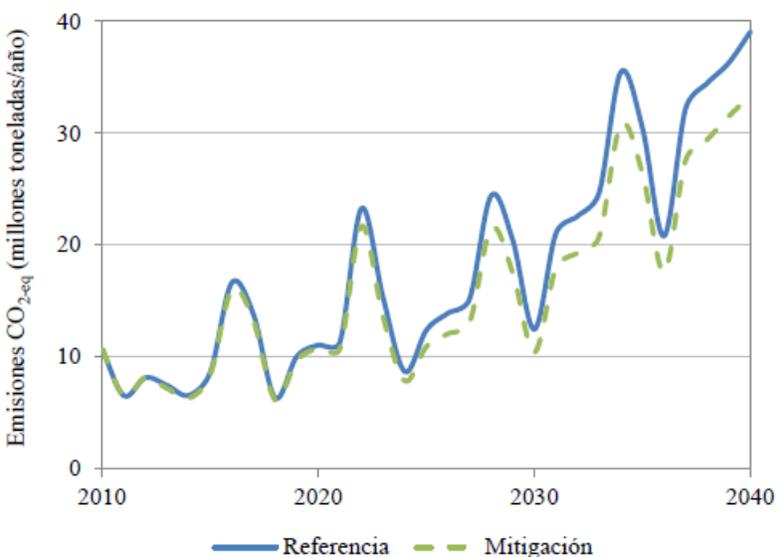
5. RELEVANCIA PARA EL CAMBIO CLIMÁTICO

Mitigación - Sistema Nacional Interconectado

El Informe Bienal de actualización de Colombia ante la Convención Marco de Naciones Unidas midió las emisiones equivalentes en CO₂ del sector de energía en aproximadamente 77 millones de toneladas para el 2012. Sin embargo, este ejercicio de medición incluye al sector transporte y las quemas de combustible realizadas por Industrias manufactureras y de la construcción. Por este motivo dentro de la relevancia para el cambio climático del sector Energía Eléctrica se prefirió usar el ejercicio de medición de la Universidad de los Andes que cuenta con escenarios de mitigación y proyecciones de los impactos en un plazo de 30 años.

Como se puede observar en el Gráfico 9, las emisiones de CO₂ del sector energético para el Sistema Nacional Interconectado en el año 2010 eran cercanas a 0 millones de toneladas. Las proyecciones para el periodo 2010-2040 muestran un aumento considerable para llegar a aproximadamente 40 millones de toneladas al final del período como escenario de referencia. (Universidad de los Andes, 2014). Por otro lado, son evidentes las oscilaciones periódicas están determinadas por fenómenos climáticos como el Niño y la Niña. Como ya se mencionó estos fenómenos impactan la disponibilidad de recursos hídricos y por ende, dado el amplio uso de energía hidráulica en el país, las emisiones del sector influyendo también en los costos y tecnologías disponibles para la generación de energía (Universidad de los Andes, 2014).

Gráfico 9. Emisiones de GEI del sector de generación eléctrica (SIN) y el máximo escenario de mitigación.



Fuente: Universidad de los Andes, 2014

Para las proyecciones de los escenarios de mitigación, el estudio de Behrentz et al. (2014) usó los Planes estratégicos de expansión propuestos por la UPME para ampliación del portafolio de generación y transmisión considerando que estos son indicativos y podrían requerir cambios en el entorno regulatorio del país (Universidad de los Andes, 2014).

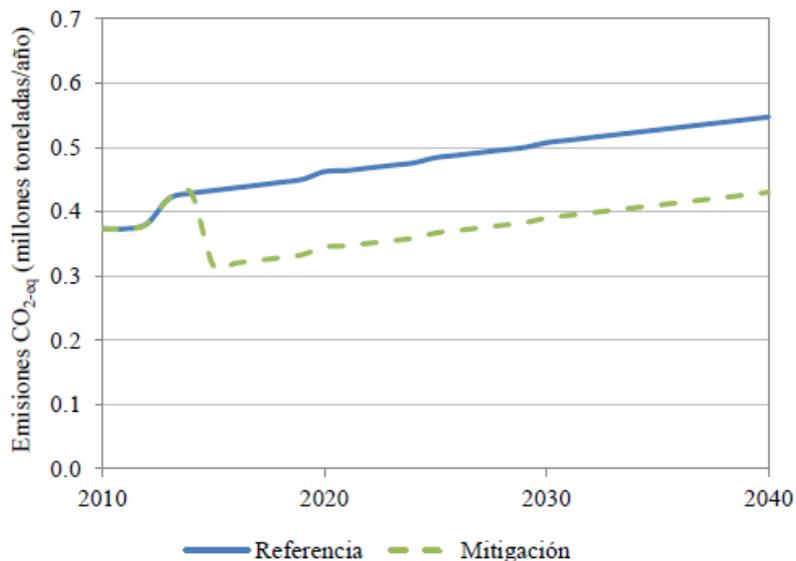
Los resultados para el SIN fueron de un potencial de mitigación máximo de 63 millones de toneladas de GEI acumuladas en el período 2010-2040 lo que corresponde a un 11%. Sin embargo, este escenario tendría un costo incremental de 1.600 millones de dólares en comparación con el escenario de referencia (Universidad de los Andes, 2014).

Mitigación -Zonas No Interconectadas

Respecto a las ZNI, en el Gráfico 11 se muestra que para 2010 las emisiones de gases de efecto invernadero eran de aproximadamente 400.000 toneladas de GEI principalmente de la generación con plantas de diésel (Universidad de los Andes, 2014). Para el escenario de referencia en el período 2010-

2040 se muestra un crecimiento de 380.000 toneladas de GEI en 2010 a aproximadamente 550.000 toneladas en el año 2040.

Gráfico 10. Emisiones de GEI del sector de generación eléctrica(ZNI) y el máximo escenario de mitigación.



Fuente: Universidad de los Andes, 2014

Las medidas de mitigación muestran un potencial máximo de 2.2 millones de toneladas para los treinta años evaluados. Esto contrasta con el potencial de mitigación del SIN. Sin embargo, este escenario representaría un ahorro respecto a los costos del escenario de referencia y la sustitución de alrededor de 55%-70% en la generación con plantas de diésel por fuentes renovables (Universidad de los Andes, 2014).

Planes de Acción Sectorial de Mitigación

Para el sector de energía eléctrica, el PAS ha sido diseñado a partir del desarrollo de diversos talleres en donde se contó con expertos sectoriales, representantes de los sectores público y privado, nominados por Ministros de los diferentes sectores y Gerentes de Empresas del Sector, para analizar:

- ¿Cómo crecerían las emisiones de GEI del país a partir de un crecimiento económico proyectado a 2040?
- ¿Qué medidas de mitigación al cambio climático serían viables para el sector en este marco de tiempo?
- ¿Qué co-beneficios económicos, sociales y ambientales podrían tener estas medidas?

Para evaluar el grado de aceptabilidad de las medidas de mitigación propuestas en los talleres de expertos, mencionados anteriormente, se realizó una encuesta durante el primer semestre de 2013, para conocer el criterio de los expertos sectoriales acerca de las medidas de mitigación, su alineación con los objetivos de desarrollo del sector y el periodo estimado para su implementación. Con base en la información producida, se formularon cinco criterios para la priorización, que fueron evaluados aplicando diferentes pesos para obtener la priorización o ranking final de cada medida.

A continuación se encuentra el Plan de Acción Sectorial (PAS) concertado y revisado por el viceministro de Energía, así como también una serie de sub-acciones (para implementar en el corto, mediano y largo plazo) que harán parte de la estrategia de implementación del PAS:

Tabla 6. Políticas, programas y acciones prioritizados para en el PAS de energía eléctrica, línea de política 2 – Eficiencia de la operación del sistema energético nacional

| Política directriz | Objetivo ECDBC | Acción | Subacciones |
|--|---|--|---|
| Política para la promoción de la participación activa de la demanda (autogeneración, cogeneración) en el Sistema Interconectado Nacional | Reducir pérdidas de energía eléctrica, Desplazar los consumos en periodos punta (con incentivos, no con incrementos de tarifas para desestimulo del consumo) Procurar el aplanamiento de la curva de demanda, desplazando la generación con los recursos más contaminantes, | Legislar para que los autogeneradores y la cogeneración terciaria puedan vender excedentes de energía a la red | Regular la venta de excedentes de la autogeneración |
| | | | Regular procedimientos simplificados para la conexión de la autogeneración de pequeña escala |
| | | | Flexibilizar los requisitos para la venta de excedentes de la cogeneración terciaria |
| | | | Establecer reglamento técnico que rige la entrega de excedentes de la autogeneración y la cogeneración en la red de distribución |
| | | | Desarrollar esquemas de incentivos para los autogeneradores y cogeneradores que utilicen fuentes no convencionales de energía renovable |
| | | | Reglamentar el uso de contadores bidireccionales para las instalaciones que cuenten con autogeneración a pequeña escala |
| | | Promover la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en periodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda, lo cual no contempla incrementos en la tarifas para desestimulo del consumo | Promover la implementación de proyectos de entrega de excedentes de energía eléctrica por parte de autogeneradores al SIN |
| | | | Analizar la viabilidad de implementar esquemas de respuesta de la demanda en el SIN |
| | | | Promover la implementación de proyectos de respuesta de la demanda (incluye tarifas diferenciadas horarias (decrecientes) y demanda desconectable voluntaria) |
| | | | |
| Integración gradual de las Redes Inteligentes en el Sistema Interconectado Nacional | Proponer esquemas de integración de las Redes Inteligentes en el SIN | Definir la hoja de ruta para el desarrollo de las Redes Inteligentes en Colombia | |
| | | Establecer el reglamento técnico que rige la generación distribuida | |
| | | Desarrollar un programa de esquemas de telecomunicaciones e información (incluye programa de medición neta) | |
| | | Implementar proyecto de sistemas de medición avanzada | |
| | | Desarrollar un programa para diseñar esquemas de control y monitoreo | |
| | | Desarrollar un programa para incorporar nuevas tecnologías para automatización de la distribución de energía eléctrica | |

Tabla 7. Políticas, programas y acciones prioritizados para en el PAS de energía eléctrica, línea de política 2 – Fuentes no convencionales de energía renovable

| Política directriz | Objetivo ECDBC | Acción | Subacciones |
|--|---|--|--|
| Promoción de fuentes noconvencionales de energíarenovable en el SistemaEnergético Nacional concriterios de confiabilidad ysostenibilidadmedioambiental, social y económica | Evitar el incremento de las emisiones futuras de GEI debidas a la generación de energía (eléctrica y/o térmica) con combustibles fósiles, mediante la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable | Trabajar y promover la regulación para la integración de las fuentes noconvencionales de energía renovable en el Sistema Interconectado Nacional | Revisar y proponer reglas para calcular la energía firme de las fuentes noconvencionales de energía renovable (biomasa, geotérmica, solar y energía de losmares) en el Sistema Interconectado Nacional |
| | | | Establecer reglamentos técnicos que rigen la generación con las diferentes fuentesno convencionales de energía renovable |
| | | Crear un fondo para apoyar el desarrollo de proyectos de fuentes noconvencionales de energía renovable en el Sistema Energético Nacional | Reglamentar el funcionamiento del fondo para apoyar el desarrollo de proyectosde fuentes no convencionales de energía renovable en el sistema energéticonacional. |
| | | | Realizar campañas de divulgación para dar a conocer y fomentar el uso del fondo |
| | | Promover la utilización de fuentes no convencionales de energíarenovable en el Sistema Energético Nacional con criterios de confiabilidady sostenibilidad medioambiental, social y económica | Promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionalesde energía renovable de mayor escala en el Sistema Interconectado Nacional |
| | Promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionalesde energía renovable del lado de la demanda (sector productivo) | | |
| Promoción de fuentes noconvencionales de energíarenovable en las Zonas NoInterconectadas concriterios de confiabilidad ysostenibilidadmedioambiental, social yeconómica | Reducir las emisiones de GEI generadas por el diésel, mediante la utilización de fuentes no convencionales deenergía renovable para sustituir o complementar lageneración con diésel en las ZNI | Desarrollar la regulación para la instalación de sistemas de suministro deenergía, en las Zonas No Interconectadas, que incorporen fuentes noconvencionales de energía renovable | Desarrollar esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energíaeléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel porFNCER |
| | | Crear un fondo para apoyar la implementación de proyectos híbridos enlas ZNI no interconectables | Implementar un programa para aumentar la participación de generación confuentes no convencionales de energía renovable, con proyectos híbridos, en lascabeceras municipales |
| | | Promover utilización de fuentes no convencionales de energía renovableen las Zonas no Interconectadas con criterios de confiabilidad ysostenibilidad medioambiental, social y económica | Implementar soluciones térmicas con fuentes no convencionales de energíarenovable |

Adaptación

La dependencia del mercado de electricidad colombiano en recursos hídricos crea la necesidad de tener suficientes plantas de generación con energía estable para reemplazar dichos recursos en épocas de climas secos o de bajas precipitaciones que ocurren durante fenómenos como El Niño.

Estas alternativas ayudarían a mitigar el riesgo de racionamientos a la demanda, lo que implicaría altos costos a la economía nacional y al bienestar de la población, tal como lo demostró el apagón causado por el Fenómeno de El Niño de 1991-1992 (CAF, 2000).

Como se puede evidenciar en la siguiente tabla, el sector energético del país fue el que mayor pérdidas económicas tuvo en el fenómeno de El Niño de 1998 (415 mil millones de pesos). Esto como consecuencia de la sustitución de la generación de plantas hidroeléctricas a plantas termoeléctricas que tenían mayores costos en la producción (CAF, 2000). Adicionalmente, dicho episodio causó alzas en el costo del servicio eléctrico que afectaron el Índice de Precios al Consumidor (IPC) e incluso dinámicas sostenidas de altos precios de energía años después del fenómeno puntual (CAF, 2000). Respecto al fenómeno de La Niña del año 2010 el sector se vio afectado de forma diferente. El principal daño directo fue la destrucción de una central termoeléctrica mientras que el principal daño indirecto fue la disminución de demanda debido a las viviendas que fueron destruidas o temporalmente inhabitadas (CEPAL, 2014).

Tabla 8 . Pérdidas directas⁴ e indirectas por el fenómeno del Niño y la Niña (COP millones)

| | El Niño - 1998 | | La Niña -2010 | | Total |
|-------------------------|----------------|------------|---------------|------------|------------------|
| | Directas | Indirectas | Directas | Indirectas | |
| Agropecuario | | 145.260 | 759.893 | 763.094 | 1.668.247 |
| Transporte | | 7.915 | 3.391.154 | 417.762 | 3.816.831 |
| Vivienda y Construcción | 8.516 | | 4.302.634 | 92.765 | 4.403.915 |
| Energía eléctrica | | 415.380 | 569.822 | 7.619 | 1.295.840 |
| Agua y saneamiento | | 2.429 | 525.868 | 12.851 | 532.107 |
| Industria y turismo | | 55.380 | 46.802 | 57.043 | 260.957 |
| Minería | | | | 608.000 | 608.000 |

Fuente: elaboración propia con datos CAF, 2000 y BID-CEPAL, 2012

Respecto a la estructura legal y la confiabilidad del suministro de energía, uno de los principios detrás del sistema de precios que fue diseñado por el Ministerio de Minas y Energía era garantizar a largo plazo las señales económicas que incentivaban la expansión de la capacidad instalada de plantas de generación para alcanzar las metas de desarrollo del país. Mediante los incentivos en la inversión de proyectos energéticos y garantizando el suministro confiable de energía, a largo plazo la volatilidad de los precios debería haber disminuido y la evolución de los mismos debería evidenciar la confianza de los usuarios finales en el suministro y la disposición a pagar por dicha energía.

Por esas razones, la CREG consideró como fundamental la implementación de un sistema de remuneración que promoviera la estabilización de los ingresos haciendo viable la inversión en recursos de generación energética para cubrir la demanda de manera eficiente particularmente en periodos de poca disponibilidad de recursos hídricos. Este objetivo fue instaurado en el sistema legal colombiano desde la Ley 143 de 1994 en su artículo 23.

Sin embargo, luego de diez años de aplicación de este sistema conocido como Cargo de Capacidad, la CREG diseñó un nuevo método de mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que ha tenido lugar desde Diciembre de 2006. Este mecanismo mantenía los factores esenciales para sostener los pagos a las empresas de generación en el esquema anterior.

⁴ En el estudio BID-CEPAL, 2012 se usa la terminología daño en vez de pérdida directa.

Una de las características principales de los Cargos por Confiabilidad es el de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), los cuales son compromisos por parte de las empresas de generación para producir energía durante períodos de escasez de los recursos hídricos. De esta manera se busca asegurar la confiabilidad en el suministro de energía y en el largo plazo, la eficiencia de precios además de promover la adecuada planeación en períodos de escasez.

Para lograr lo anterior, las OEF son subastadas entre inversionistas y empresas generadoras. El generador al cual son dirigidas las OEF recibe una compensación estable y transparente durante un período específico de tiempo y se compromete a suministrar una cantidad determinada de energía cuando el precio de bolsa es mayor al nivel del precio predeterminado o precio de escasez. Dicha compensación es establecida y administrada por la ASIC y pagada por todos los usuarios finales a través de las tarifas.

Adicionalmente, como ya se mencionó, El Fenómeno de El Niño llevó al Gobierno a tomar las siguientes medidas (El Heraldo, 2015):

1. Aumentar la oferta de gas para asegurar la generación térmica,
2. Aumentar la oferta y poner en funcionamiento nuevos proyectos de generación,
3. Ajustar el mercado y permitir a los industriales acceder a excedentes a bajo costo,
4. Asegurar oferta térmica y
5. Nueva campaña para promover las buenas prácticas de uso de energía.

6. TENDENCIA DE INVERSIÓN EN EL SECTOR

El sector de energía eléctrica en Colombia consiste en empresas con accionistas mayoritarias de tres tipos (ver Tabla 9):

- i) el Estado Colombiano o municipios de forma directa o a través de entes con participación pública (estatal o municipal) como ISA, EPM y EEB
- ii) empresas privadas locales e internacionales (como AES y Enel)
- iii) holdings financieras y fondos de pensiones (como el Grupo Argos o Brookfield)

Además, se puede observar que existen varios vínculos financieros entre empresas con actividades en diferentes sub-sectores. Por ejemplo, Empresa de Energía de Bogotá tiene interés económico en varias empresas de generación y distribución. EPM no solamente tiene sus actividades propias de generación, transmisión y distribución, sino que también participa en empresas activas en el mercado colombiano. También cabe mencionar que la mayoría de las empresas tienen vínculos internacionales, teniendo filiales o participaciones en el extranjero o siendo filiales de empresas internacionales.

Tabla 10. Estructura accionaria de las empresas más importantes en el sector de energía eléctrica

| Empresa | Actividades (Participación) | Accionistas (accionista mayoritaria en negrita) |
|-------------------------------|------------------------------------|--|
| Emgesa | G (20%) | Enel (Enersis, Endesa), EEB |
| Isagen | G (19%) | Brookfield , EPM, AFPs |
| Gecelca | G (8%) | Estado Colombiano |
| AES Chivor | G (6%) | AES Corporation |
| Empresas Públicas de Medellín | G (22%), T (~8%), D (23%) | Municipalidad de Medellín |
| Empresa de Energía de Bogotá | G*,T (~10%), D* | Bogotá D.C. , Ecopetrol, Corficol, AFPs |
| Celsia | G (1%), D** | Grupo Argos , AFPs |
| Epsa | G (7%), D (5%) | Celsia , AFPs |
| Electricaribe | D (21%) | Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio S.L. |
| Codensa | D (20%) | Enel (Enersis, Endesa), EEB |
| Emcali | D (7%) | Municipalidad de Cali |
| ISA - Interconexión Eléctrica | T (~70%) | Estado Colombiano , EPM, Ecopetrol, EEB, EPSA, AFPs |
| Transelca | T (10%) | ISA |

* a través de la participación en Emgesa, Codensa, Empresa de Energía de Cundinamarca y Electrificadora del Meta

** a través de la participación en Epsa

Como el sector de energía eléctrica es un sector sumamente intensivo en capital, las empresas han elaborado estrategias sofisticadas de acceder los mercados de capital. Todas las empresas usan una mezcla entre bonos de deuda denominados en moneda local o en dólares y préstamos de bancos comerciales y multilaterales (sobre todo en el caso de las empresas con participación pública).

Generación

Para el sub-sector de generación, no existen montos consolidados de inversión. Sin embargo, con las estadísticas anuales de capacidad efectiva se pueden estimar de forma general los flujos de inversión.

Con las adiciones de capacidad por tecnología y el costo promedio por kW tomado de fuentes internacionales se estimaron los flujos de inversión (con la simplificación de que los flujos ocurren en el año de conexión a la red).

Tabla 11: Capacidad adicional de generación por tipo de tecnología (en MW)

| Fósil | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Gas | 2 | 20 | 458 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 88 | 0 | 0 |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | 1 | 294 | 5 | 170 | 324 | 164 | 0 | 0 | 0 |
| ACPM | 0 | 0 | 726 | 396 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Combustóleo | 0 | 0 | 187 | 0 | 0 | 120 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Mezcla Gas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 276 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Jet-A1 | 0 | 0 | 46 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | 120 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Renovable | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Agua | 6 | 1 | 260 | 461 | 60 | 97 | 1044 | 1358 | 44 | 0 | 300 | 2700 |
| Hidro - Grande | 0 | 1 | 241 | 440 | 40 | 97 | 1044 | 1338 | 44 | 0 | 300 | 2700 |
| Hidro - Pequeno | 6 | 0 | 20 | 21 | 20 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bagazo | 0 | 0 | 0 | 2 | 3 | 4 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Viento | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Solar | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 12: Inversión estimada en infraestructura de generación por tipo de tecnología (en miles de millones de \$)

| Fósil | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Gas | 8 | 77 | 1786 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 343 | 0 | 0 |
| Carbón | 0 | 0 | 0 | 5 | 1413 | 24 | 816 | 1555 | 787 | 0 | 0 | 0 |
| ACPM | 0 | 0 | 2178 | 1188 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Combustóleo | 0 | 0 | 842 | 0 | 0 | 540 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Mezcla Gas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1076 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Jet-A1 | 0 | 0 | 138 | 0 | 138 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fuel Oil | 0 | 0 | 0 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Renovable | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Hidro - Grande | 0 | 3 | 1300 | 2374 | 215 | 526 | 5639 | 7225 | 238 | 0 | 1620 | 14580 |
| Hidro - Pequeno | 41 | 0 | 146 | 160 | 150 | 0 | 0 | 149 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bagazo | 0 | 0 | 0 | 7 | 11 | 18 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Viento | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Solar | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Autor basado en MinMinas, 2015 y costos de inversión de EIA, 2016 a datos propios.

Los proyectos de generación de energía eléctrica también han desarrollado componentes de bonos de carbono. Colombia ha sido bastante exitoso visto que se han registrado 18 proyectos de centrales hidroeléctricas, un proyecto de energía eólica y tres proyectos de generación de electricidad a partir de biogás proveniente de rellenos sanitarios (ver Tabla 13).

Sin embargo, debido a la caída del precio de los bonos de carbono y un porcentaje muy bajo de los ingresos totales que representa esta fuente los bonos no han logrado cambiar el patrón de inversión y no se consideran.

Tabla 13: Proyectos de Generación Eléctrica Registrados Bajo del MDL

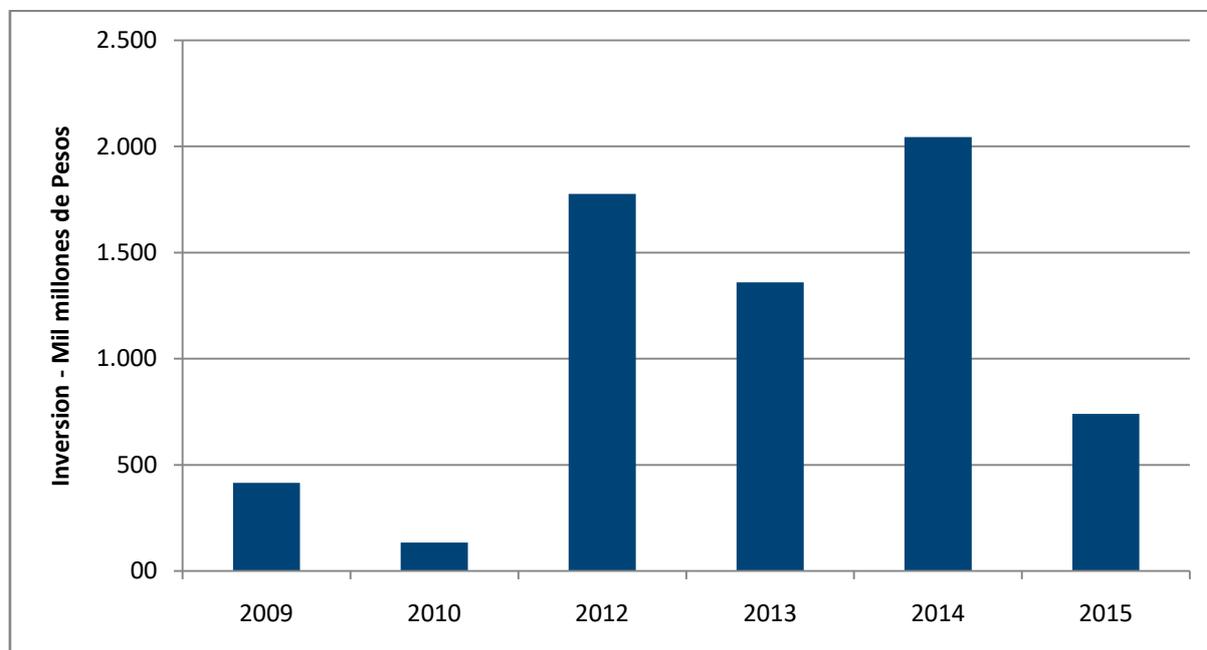
| Pequeña Hidro | MW | Pequeña Hidro | MW | Eólico | MW |
|--------------------------|--------------|-------------------------|------|---------------|-------------|
| Alto Tuluá | 20,0 | Providencia I | 1,8 | Jepirachi | 19,5 |
| Amaimé | 18,0 | Providencia III | 9,1 | Total | 19,5 |
| Bajo Tuluá | 20,0 | Río Amoyá | 80,0 | | |
| Caruquia | 9,8 | Santa Ana | 13,4 | | |
| Cucuana | 54,9 | Santiago | 2,8 | | |
| Guaquitas | 9,7 | Morro Azul | 19,9 | Biogás | MW |
| La Cascada | 2,3 | Tunjita | 19,8 | La Glorita | 3,2 |
| La Vuelta y La Herradura | 31,5 | Ventana, Suba y Usaquen | 3,8 | Dona Juana | 20,0 |
| Las Palmas | 2,8 | Agua Fresca | 7,5 | Guabal | 11,2 |
| Total | 327,1 | | | Total | 34,4 |

Fuente: Autor basado en UNEP-Risoe, 2016

Transmisión

En el sub-sector de transmisión tampoco existe información consolidada acerca de las inversiones ejecutadas en infraestructura de transmisión. Para obtener un estimado de los flujos se usaron los montos aprobados en los contratos adjudicados de infraestructura de transmisión de la CREG.

Gráfico 11: Montos adjudicados para proyectos de transmisión

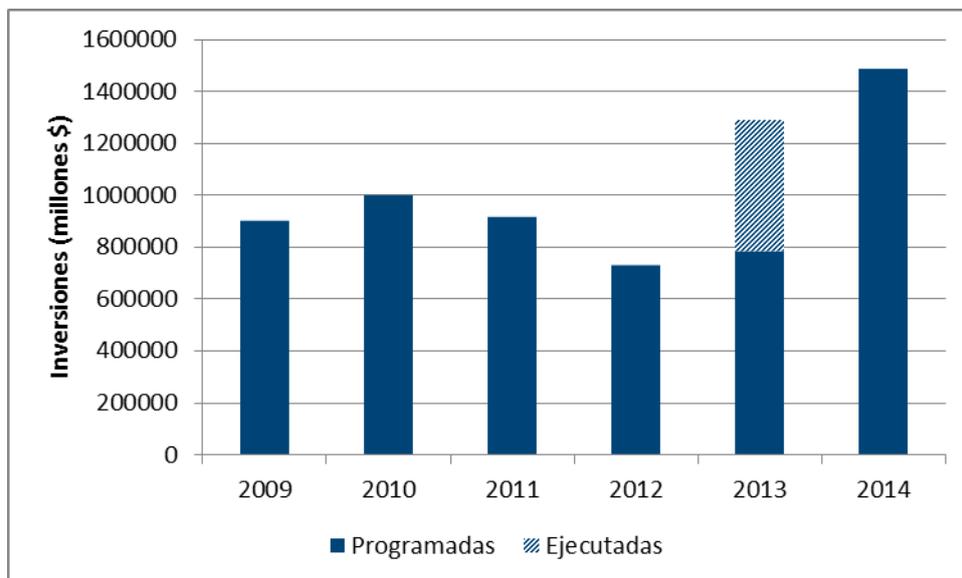


Fuente: autor basado en los documentos de adjudicación de la CREG, 2009-2016;
Tasa de cambio 3000 COP/USD

Distribución

En el sub-sector de distribución las entidades distribuidoras tienen el control sobre la ejecución de las inversiones en la expansión y el fortalecimiento de la red de distribución. Por eso, la información se maneja al nivel de empresas y el nivel de transparencia es relativamente bajo. Sin embargo, existen dos reportes de la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (ASOCODIS) que contienen un primer ejercicio de recopilar esta información (ver Gráfico 12). En general, las cifras se refieren a montos programados y no ejecutados y no incluyen todas las empresas distribuidoras. Únicamente para el año 2013 también se conoce la cifra ejecutada. En este año, las inversiones ejecutadas superaron las programadas y alcanzaron 1.3 billones de pesos.

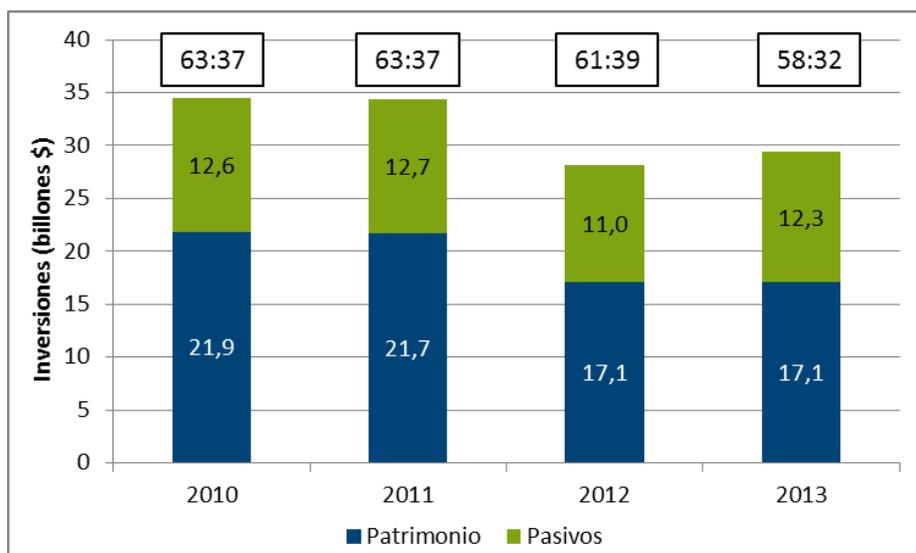
Gráfico 12: Inversiones de Empresas Distribuidoras



Fuente: ASOCODIS 2009 y 2014

En cuanto a la financiación de las empresas, los activos consolidados de las empresas distribuidoras tenían un valor de aproximadamente 30 billones de pesos en el año 2013. El patrimonio representó 58% de los pasivos en este año. La disminución que se puede observar del 2011 al 2012 se origina principalmente por la reubicación de algunos montos dentro de las empresas que participan en la encuesta.

Gráfico 13: Balance Consolidado de Empresas Distribuidoras



Fuente: ASOCODIS 2014

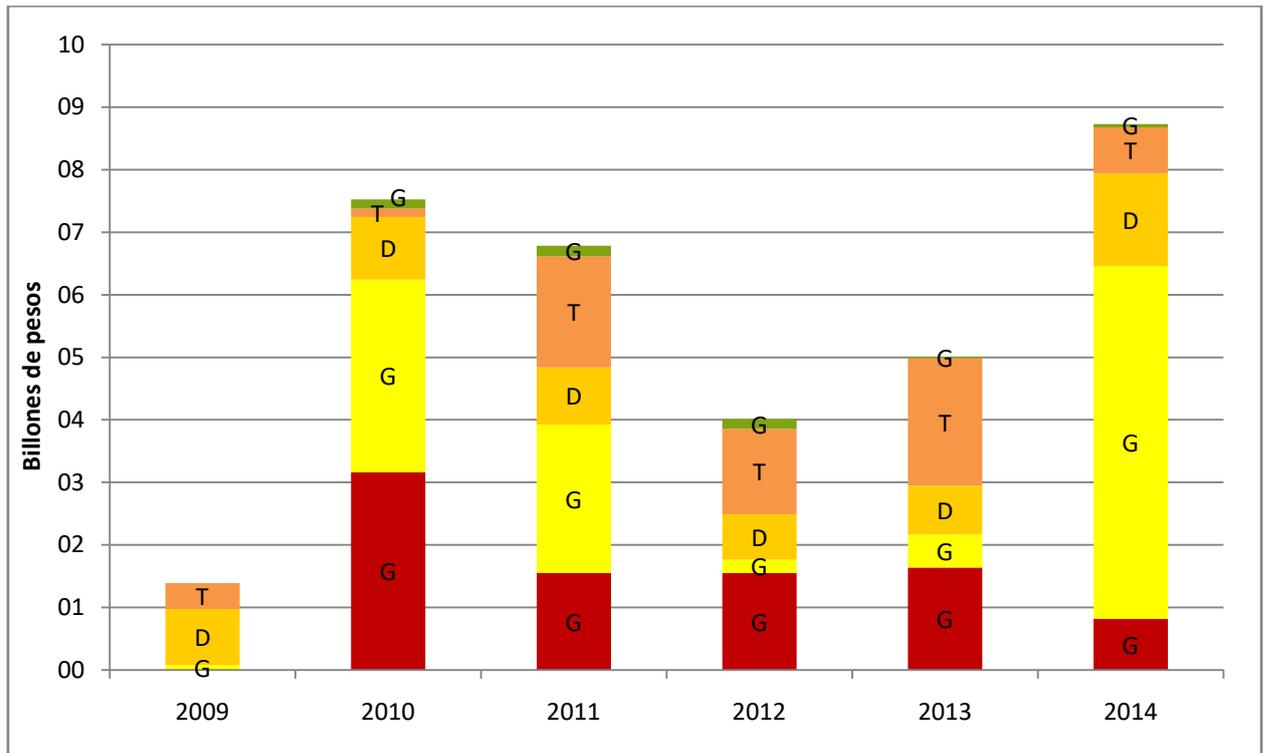
Clasificación de las inversiones

Para la clasificación de los flujos en generación se usó la siguiente clasificación:

- Verde: energías renovables (sin hidroeléctrica grande)
- Amarillo: hidroeléctrica grande y centrales térmicas a gas
- Rojo: centrales térmicas a carbón o diésel

Distribución y transmisión son considerados actividades con efecto neutral en su impacto al cambio climático por lo que se clasificaron como flujos amarillos.

Gráfico 14: Clasificación de las inversiones.



7. INCENTIVOS Y REGULACIONES

Desde el año 2012, Colombia tiene incentivos financieros para proyectos que aportan al cumplimiento de metas ambientales (Decreto 2523 de 2001 y 3172 de 2003). La **Ley 697 de 2001** que crea el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) y el **Decreto 3683 de 2003** que reglamenta la ley son la base legal para el establecimiento de las metas. En el 2012 se adoptaron las metas para el PROURE (a través de la **Resolución 186 de 2012**). El Artículo 158-2 y el Artículo 424-7 del Estatuto Tributario establecieron los incentivos correspondientes.

Sin embargo, el alcance del PROURE se cambió con la aprobación de la **Ley 1715 de 2014** y las reglamentación correspondiente (**Decreto 2143 de 2015**) reglamentan la integración de las energías renovables no convencionales al SIN y se establecen varios incentivos financieros para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Con la entrada de la Ley 1715 se cambió el alcance del PROURE que en el futuro solo tendrá metas indicativas para el uso eficiente de recursos.

Incentivos fiscales

Deducción de Renta

En el artículo 11 de la Ley 1715 se establece la deducción de renta hasta de un 50% del valor total de la inversión realizada (por 5 años) como fomento a investigación, desarrollo e inversión en producción y utilización de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Como requisito la inversión debe tener la certificación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Exclusión de IVA

En el artículo 12 de la Ley 1715 se establece la exclusión del IVA a equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que busquen la producción o utilización de energía a partir de fuentes convencionales. Dichos equipos y servicios deben ser certificados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en base a una lista expedida por la UPME. La exclusión del IVA que se estableció en el PROURE se usó únicamente para proyectos medición de recursos eólicos (ver Tabla 14). Una aplicación para medición de recursos geotérmicos está en proceso de evaluación.

Tabla 14: Inversiones en actividades de promoción de uso de las FNCE con exención IVA

| Línea de acción | Solicitudes | | | |
|---|-------------|---------------------------|------|---------------------------|
| | 2014 | | 2016 | |
| | # | Inversión COP millones | # | Inversión COP millones |
| Desarrollar proyectos de generación y autogeneración de energía a partir de FNCE. Dichos proyectos deben considerar variables técnicas, económicas, de mercado, ambientales y sociales. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caracterizar el potencial de energía solar y de energía geotérmica con el fin de promover el desarrollo de soluciones energéticas. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Implementar un programa de medición y registro de vientos en los sitios identificados con un potencial alto con el fin de estimar la energía aprovechable. | 3 | 309 | 1 | 124 |
| Caracterizar los potenciales de energía de los mares con mayor detalle en las zonas previamente identificadas. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caracterizar los potenciales de pequeñas caídas de agua que puedan producir menos de 10 MW en el inventario de potenciales de FNCE. | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: ANLA, 2014

Exención del pago de los derechos arancelarios de importación

En el artículo 13 se establece la exención de dichos derechos para maquinaria, equipos, materiales o insumos que sean destinados a labores en proyectos con FNCE. Dicho beneficio es para equipos que no sean producidas por la industria nacional y la exención debe ser solicitada a la DIAN y certificada por el Ministerio de Minas y Energía.

Depreciación acelerada de activos

El artículo 14 establece que la actividad de generación energética gozará del régimen de depreciación acelerada con una tasa global anual de máximo 20%. Esta deberá ser comunicada previamente a la DIAN.

Regulaciones

Autogeneración

Adicionalmente la Ley 1715 de 2014 establece la promoción de la autogeneración con métricas y cuentas de red a los autogeneradores. Para reglamentar la autogeneración se han expedido los siguientes decretos y resoluciones:

- **Resolución CREG 024 de 2015** establece las condiciones para los autogeneradores de gran escala en el SIN y los parámetros de medición y compensación de los mismo.
- **Decreto 2469 de 2014** establece los lineamientos para la entrega de excedentes por parte de los autogeneradores y las condiciones para considerarlo.
- **Resolución UPME 0281 de 2015** define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.
- **Decreto 2469 de 2014** establece los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración"

Fuentes No Convencionales de Energía en ZNI

La Ley 1715 de 2014, estableció en su artículo 6 que el Ministerio de Minas y Energía debe expedir los lineamientos de política energética en materia de generación con FNCE en las Zonas No Interconectadas. El **Decreto 1623 de 2015** que contiene los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y las ZNI contiene los siguientes lineamientos:

- Para la determinación de soluciones aisladas las empresas deberán priorizar fuentes no convencionales de energía o licuado de petróleo, según sea económicamente más eficiente.
- En el caso las nuevas inversiones para la generación energía mediante FNCE, el cargo remunera la generación será aquel de la generación con combustible diésel en el momento realizar la inversión, y será estable por un período tiempo suficiente para que se recuperen costos de inversión, los cuales serán fijados conforme a la tecnología empleada.

Fondos especiales y mecanismos financieros

Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE

De acuerdo con la Ley 1715, los recursos que nutran este Fondo podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional. El FENOGE recibirá COP 0,40 por kWh despachado en la Bolsa de Energía Mayorista. Dicho Fondo será reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía y administrada por una fiducia que seleccione el Ministerio de Minas y Energía para tal fin.

Con los recursos del Fondo se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas.

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI

Mediante la ley 633 de 2001, se creó el FAZNI y, con la posterior expedición de la ley 1099 de 2006, se prolongó su recaudo hasta diciembre de 2014. El FAZNI financió el mejoramiento de infraestructura eléctrica existente y construcción de nueva infraestructura en Zonas No Interconectadas, tanto de generación como de transmisión y distribución. Durante el periodo de 2004 a 2014 se invirtieron en total 772,7 mil millones de pesos (IPSE, 2014). Desde el 1er de enero de 2016 recibe los recursos que recaude el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) correspondientes a COP 1,90 por kWh despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, de los cuales COP 0,40 serán destinados para financiar el FENOGE.

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER

Creado por el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, y reglamentado por el Decreto 1122 de 2008, es una cuenta especial sin personería jurídica. La Ley 1376 de 2010 extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018. El artículo 190 de la Ley 1753 (Plan Nacional de Desarrollo) estableció que se financia con un recaudo de parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, correspondientes a COP 2,10 por kWh transportado a partir del 1er de enero 2016.

Su objeto son los proyectos de electrificación rural que tengan asociadas líneas de interconexión de media tensión y subestaciones de distribución que permitan incrementar la confiabilidad, calidad y la ampliación de cobertura.

Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas, que fue creado por el artículo 63 de la Ley 812 de 2003 y reglamentado por el Decreto 1123 de 2008, invierte en obras de infraestructura de distribución para promover la normalización de redes eléctricas.

La Ley 1117 de 2006 estableció que el término para la ejecución del programa de normalización de redes eléctricas será igual a la vigencia definida para el FAER. Inicialmente, el PRONE se financió con una parte de los recursos del FAER. El artículo 190 de la Ley 1753 (Plan Nacional de Desarrollo) estableció que a partir del 1er de enero 2016, se financia con un recaudo de parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, correspondientes a COP 1,90 por kWh transportado. En el periodo de 2008 a 2013, se han efectuado pagos de casi 200 mil millones de pesos (Tabla 15).

Tabla 15: Presupuesto de apropiación y gasto del PRONE

| Vigencia | Apropiación | Compromisos | Obligaciones | Total Pagos |
|-----------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 2008 | 15.000.000.000 | 14.905.590.482 | 12.938.033.036 | |
| 2009 | 55.000.000.000 | 49.967.389.861 | 49.967.389.861 | 49.967.389.861 |
| 2010 | 52.686.300.000 | 52.686.296.472 | 43.859.743.078 | 43.859.743.078 |
| 2011 | 59.800.000.000 | 59.217.296.407 | 25.666.378.110 | 25.666.378.110 |
| 2012 | 83.056.000.000 | 77.823.468.361 | 64.852.890.302 | 48.233.489.170 |
| 2013 | 129.480.000.000 | 94.280.958.330 | 28.184.228.941 | 28.184.228.941 |
| TOTAL | 395.022.300.000 | 348.880.999.913 | 225.468.663.328 | 195.911.229.160 |

Fuente: Contraloría (2014)

Fondo de Energía Social - FOES

El FOES cubre hasta COP 0,92 por kWh del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 en las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales.

El Fondo tiene tres fuentes de ingreso: El 50% de la financiación del subsidio proviene del 80% de las Rentas de Congestión calculadas por el ASIC, como producto de las exportaciones de energía eléctrica, y recursos del Presupuesto General de la Nación cuando aquellos resulten insuficientes para financiar el 50%. El 50% restante ingresa de los recursos que recaude el ASIC correspondientes a no más de COP 2,10 por kWh transportado.

Línea especial energías renovables, alumbrado e iluminación – FINDETER

Findeter tiene una línea especial para financiar proyectos de:

- Alumbrado e iluminación exterior e interior
- Sistemas de Energías Renovables tales como para Energía Eólica, Energía Solar, Energía Mareomotriz, Geotermia, Biomasa y otras FNCE Renovables tal como se definen en la Ley 1715 del 13 mayo de 2014.
- Sistemas de Cogeneración y Sistemas de Autogeneración tal como se definen en la Ley 1715 del 13 mayo de 2014.
- Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (como PCH) con capacidad hasta 20 MW o según sea reglamentado posteriormente por la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014.

Los créditos de la línea tienen una tasa de DTF + 1.9% T.A. o IPC + 4.0% E.A. y un plazo de máximo 8 años, con un periodo de gracia de hasta dos años. La línea cuenta con recursos de cien mil millones de pesos.

Bancoldex – Línea de Crédito para Eficiencia Energética y Energía Renovable

Bancoldex a través de la “Línea Bancoldex Eficiencia Energética y Energía Renovable” financia sus proyectos de generación de energía eléctrica o térmica a partir de fuentes renovables. Financian proyectos de hasta 1.500 millones de pesos con un plazo de 10 años incluido hasta 1 año de periodo de gracia. La tasa de redescuento en pesos es de DTF + 0.70 (E.A) hasta 6 años de plazo y de DTF +0.85% (E.A) para plazos de 6 a 10 años.

Cooperación Internacional

USAID implementa el *Programa de Energía Limpia de Colombia* con un presupuesto de 18,7 millones de dólares en un periodo de 5 años (2012-2017). El programa tiene 3 puntos principales: i) Creación de un entorno habilitante para energías renovables ii) Expansión del acceso de energías renovables en ZNI y iii) Promoción de la inversión en Energías renovables. De acuerdo a la página web del programa, el mismo busca la implementación de 80 proyectos dentro de ii) y iii). Hasta el momento 8 proyectos han sido completados dentro de ii) y 5 en iii). Adicionalmente el programa está buscando el soporte de implementación de incentivos fiscales y la creación del Centro de Preparación de Proyectos para proyectos de Energías Renovables (USAID, 2014).

A través del *Facility for Performance Based Climate Finance in Latin America*, la CAF en conjunto con KfW apoyaran 3-4 proyectos con una inversión > USD 30 millones en los sectores cogeneración y energías renovables en Colombia con un incentivo otorgado *ex post* de un valor de aproximadamente USD 8 por tCO₂e reducida. Además, los proyectos recibirán financiamiento de deuda de CAF o/y del KfW.

Otros mecanismos

La Ley 1715 también incluye soporte para Investigación en FNCE (Congreso de Colombia, 2014).

8. REFERENCIAS

ANLA. 2014. Estadísticas exclusión IVA

ASOCODIS 2014. Evolución Sectorial de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia 2010-2013

ASOCODIS. 2009. ASOCODIS: 10 Años Contribuyendo al Desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano

Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL - & Banco Interamericano de Desarrollo-BID-. 2012. Valoración de Daños y pérdidas - Ola Invernal 2010-2011. Publicación de las Naciones Unidas.

Controlaría. 2014. Informe de auditoría a los fondos FAZNI; FAER; PRONE y FOES administrado por el Ministerio de Minas y Energía

Corporación Andina de Fomento - CAF. 2000. Memoria, Retos y Soluciones. El Fenómeno de El Niño 1997-1998. Volumen III: Colombia.

EEBs.f. Sector energético en Colombia. Consultado en Febrero 12, 2016, en <http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>

EIA. 2015. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2015, Consultado en enero de 2016, <https://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf>

El Heraldo. 2015. Las cinco medidas que presentó el gobierno para la crisis energética. Retrieved January 22, 2016, from <http://www.elheraldo.co/economia/las-cinco-medidas-que-presento-el-gobierno-para-la-crisis-energetica-224924>

IPSE. 2015. Cobertura en ZNI. Consultado Enero 19, 2016, de <http://www.slideshare.net/ccenergia/instituto-de-planificacin-y-promocin-de-soluciones-energeticas-ipse>

Ministerio de Minas y Energía, 2014. Memorias al Congreso de la República 2013-2014. Consultado en enero de 2016 en https://www.minminas.gov.co/documents/10180/614096/04_MemoriasCongreso2013-2014_ENERGIA.pdf/393832f1-55ea-4a25-bcb2-ffce8f49b0a8

Ministerio de Minas y Energía, 2015. Memorias al Congreso de la República 2014-2015. Consultado en enero de 2016 en https://www.minminas.gov.co/documents/10180/6102055/MEMORIAS_2014-2015.pdf/f54c27ed-df34-4bd4-ab9f-65313147ffc1

Portafolio. 2015. Habrá recursos para enfrentar crisis eléctrica de la Costa. Consultado en Febrero 22, 2016 en <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/habra-recursos-enfrentar-crisis-electrica-costa-28430>

SIEL. 2014. Informes de Cobertura. Sistema de Información Eléctrico Colombiano SIEL. <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturaDelSistemaInterconectadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx>

SIC. 2011. Estudios de Mercado - Análisis descriptivo y estructural del sector de Energía en Colombia. Consultado Enero 19, 2016, [http://www.sic.gov.co/drupal/masive/datos/estudios-economicos/Documentos elaborados por la Delegatura de Protección de la Competencia/2011/E1.pdf](http://www.sic.gov.co/drupal/masive/datos/estudios-economicos/Documentos%20elaborados%20por%20la%20Delegatura%20de%20Proteccion%20de%20la%20Competencia/2011/E1.pdf)

UNEP-Risoe. 2016. CDM Pipeline overview. Archivo Excel. Consultado en enero de 2016, <http://www.cdmpipeline.org/publications/CDMPipeline.xlsm>

Universidad de los Andes. 2014. Oferta de Energía - Generación Eléctrica, Petróleo, Gas y Carbón. Grupo de Estudios en Sostenibilidad Urbana y Regional

UPME 2015. Versión preliminar del plan de expansión de referencia generación - transmisión 2015 - 2019

UPME. 2003. Plan Indicativo de Expansión de Cobertura del servicio de Energía Eléctrica. Consultado Enero 19, 2016, de http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion_Cobertura_Energia.pdf

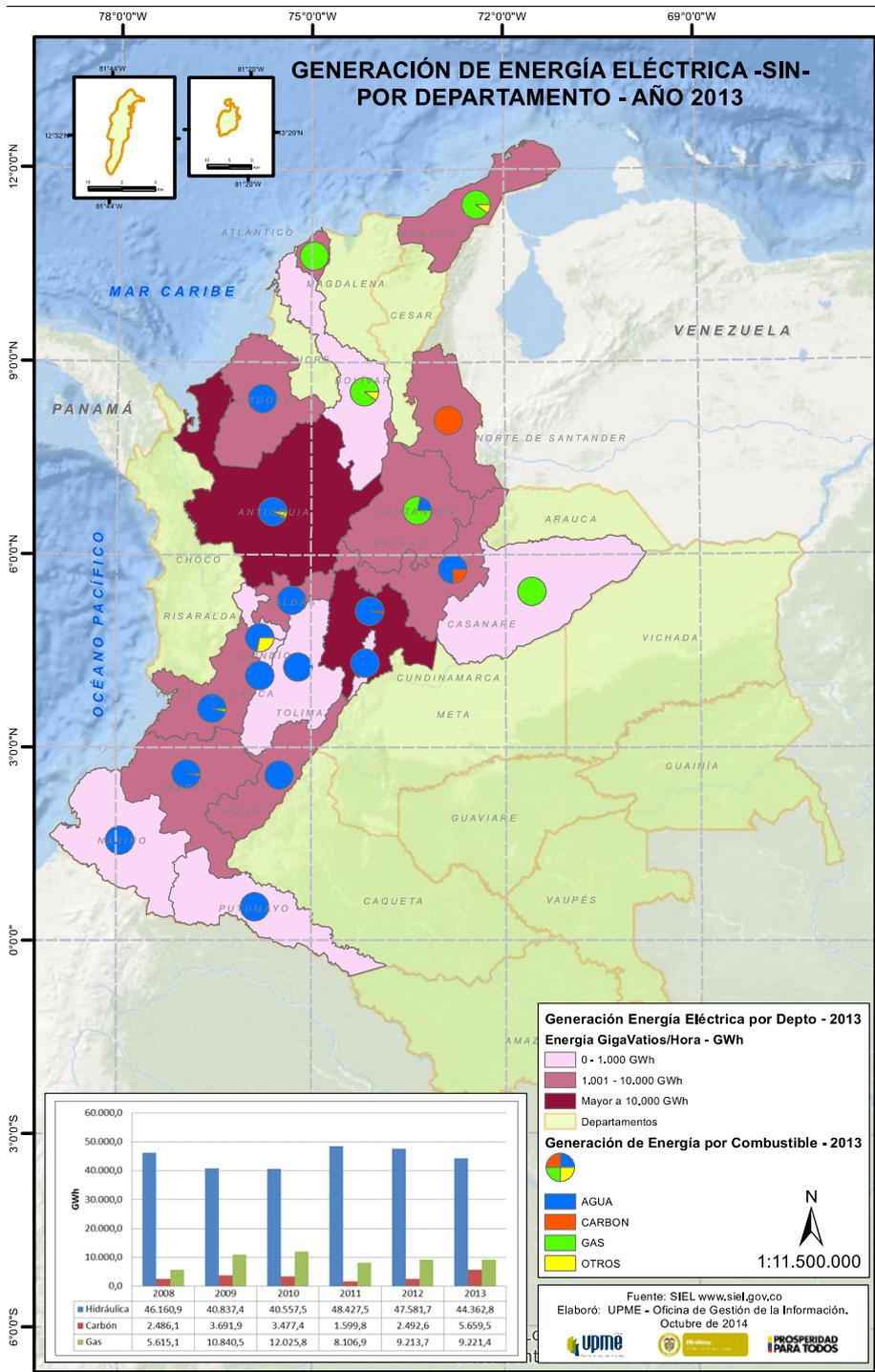
UPME. 2015. Ley 1715 de 2014. Consultado en enero de 2016, de <http://www.slideshare.net/ccenergia/upme-l1715-camaraenergiassept2014>

USAID. 2014. Colombia CleanEnergyProgram

WWF. 2013. Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. Documento preparado por Fedesarrollo

XM. 2015&2016. Indicadores Energéticos. Enero de 2016 de <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>

ANEXO I MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN COLOMBIA.



Fuente: SIEL & UPME, s.f.⁵

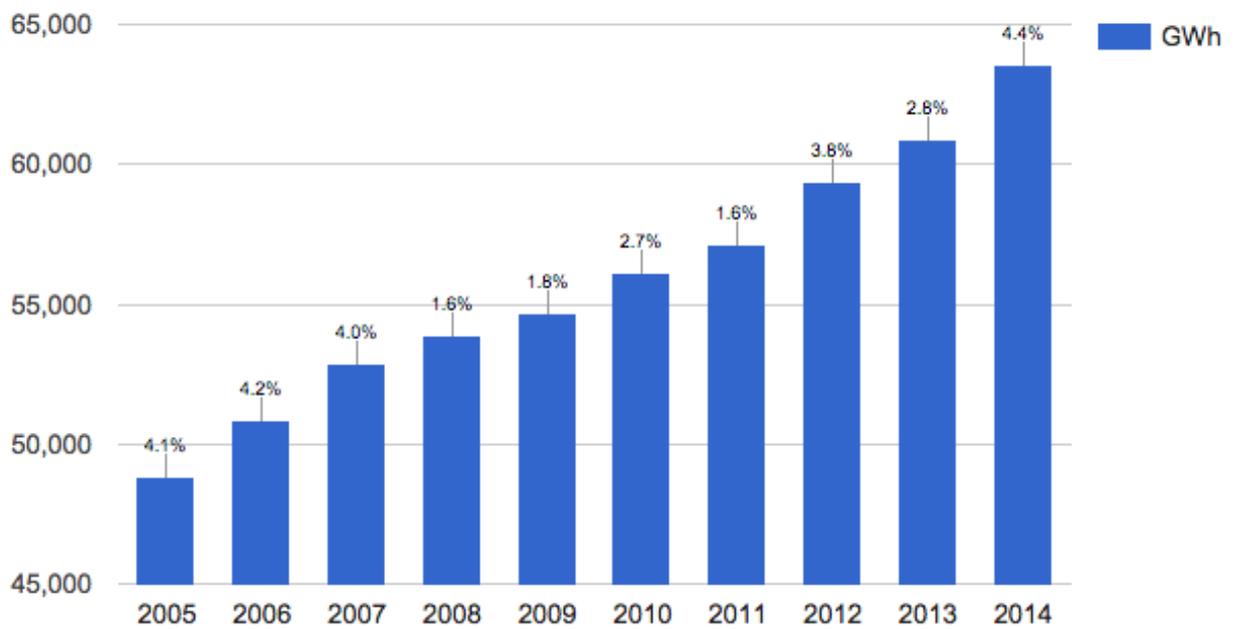
⁵Para una mejor visualización se puede consultar online en http://www.simec.gov.co/Inicio/ServiciosSIG/Energ%C3%ADa_SIG/tabid/92/Default.aspx

ANEXO II: MAPA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (2015)



Fuente: UPME, (2015)

ANEXO III. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA EN LOS ÚLTIMOS 11 AÑOS.



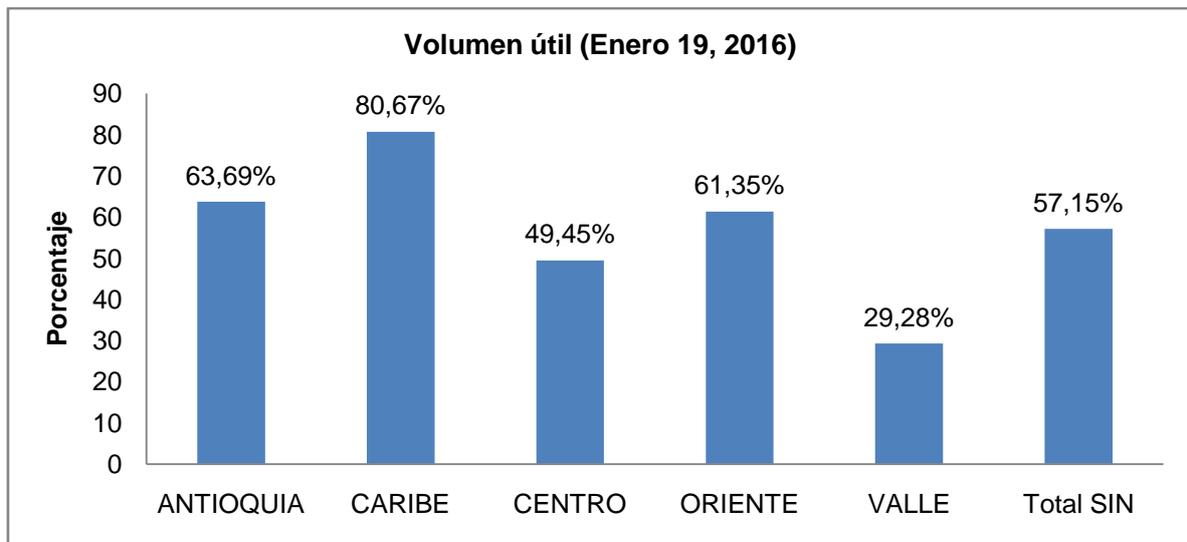
Tomado de XM, s.f.

ANEXO IV. PARTICIPACIÓN DE ACTIVIDADES ECONÓMICAS EN LA DEMANDA ENERGÉTICA Y SU CRECIMIENTO 2013-2014

| | Demanda (GWh) | | Crecimiento | Participación 2014 |
|---|---------------|---------------|-------------|--------------------|
| | 2013 | 2014 | | |
| Regulado | 40.282 | 42.323 | 5% | 67% |
| No Regulado | 20.237 | 28.867 | 3% | 33% |
| Industrias Manufactureras | 9.546 | 9.493 | -0,7% | 45,5% |
| Explotación de minas y canteras | 23.828 | 4.386 | 14,6% | 21,0% |
| Servicios sociales, comunales y personales | 2.363 | 2.423 | 2,5% | 11,6% |
| Comercio, reparación, restaurantes y hoteles | 1.704 | 1.733 | 1,6% | 8,3% |
| Electricidad, gas de ciudad y agua | 1.051 | 1.031 | -1,9% | 4,9% |
| Transporte, almacenamiento y comunicación | 609 | 656 | 7,7% | 3,1% |
| Agropecuario, silvicultura, caza y pesca | 532 | 546 | 2,6% | 2,6% |
| Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas | 560 | 541 | -3,5% | 2,6% |
| Construcción | 45 | 58 | 30,4% | 0,3% |

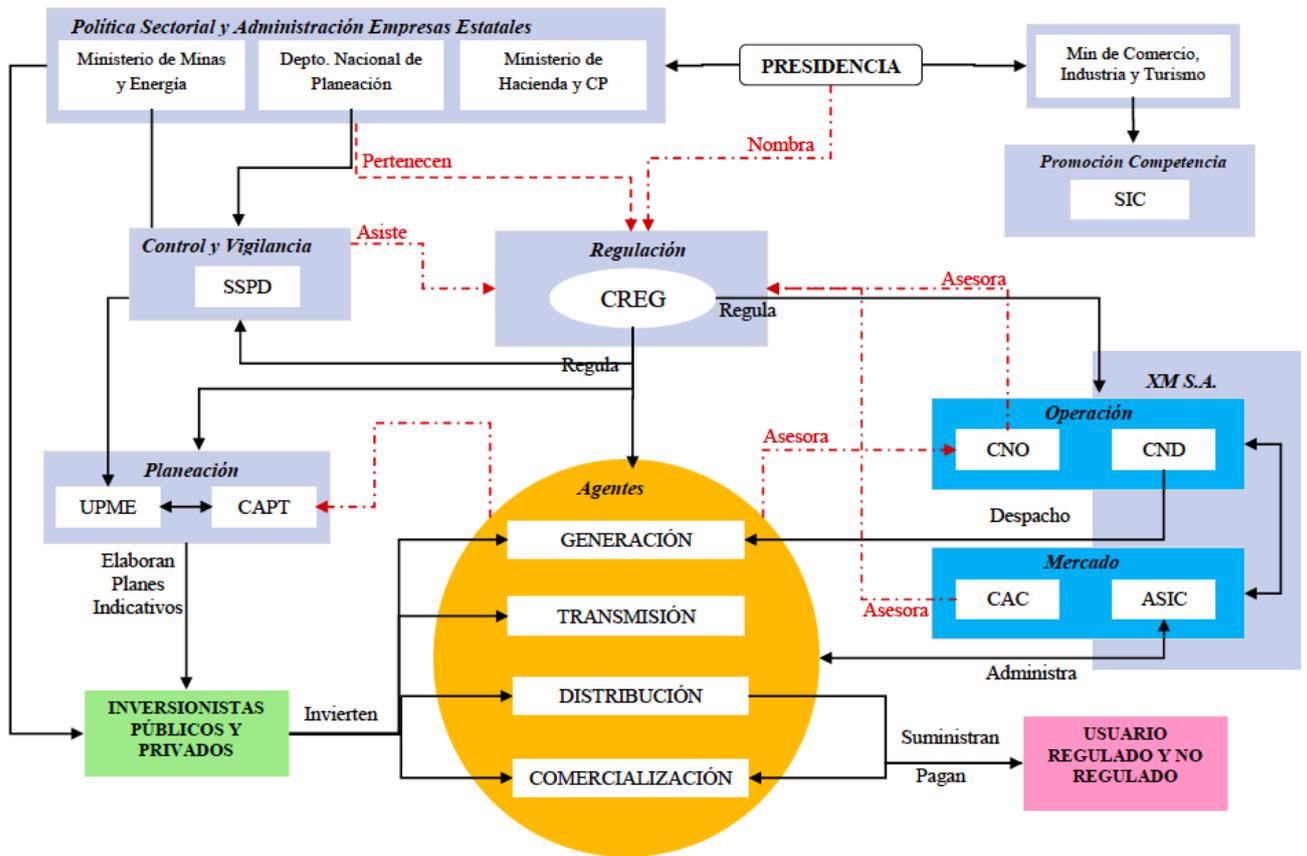
Tomado de XM, 2015

ANEXO V. PORCENTAJE DE RESERVAS DEL SIN



Tomado de XM, 2016

ANEXO VII. ESQUEMA DEL ENTORNO REGULATORIO DEL SECTOR



Fuente: SIC, 2010



Frankfurt School
UNEP Collaborating Centre
for Climate & Sustainable Energy Finance

FS UNEP Collaborating Centre

Frankfurt School of Finance & Management

Sonnemannstrasse 9-11

60314 Frankfurt am Main

<http://fs-unep-centre.org>

www.frankfurt-school.de

E-Mail: unep@fs.de

Phone: +49 (0)69 154008-614

Fax: +49 (0)69 154008-670

