

CONTEXTUALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA POR SISTEMAS DE COGENERACIÓN Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN
COLOMBIA



Autor

RAFAEL ERNESTO VARÓN LÓPEZ

UNIVERSIDAD EAN
FACULTAD DE INGENIERIA
BOGOTÁ, COLOMBIA
2020

CONTEXTUALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA POR SISTEMAS DE COGENERACIÓN Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN
COLOMBIA

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Proyectos de Desarrollo Sostenible

Director
CARLOS JOSÉ CASTRILLÓN VALENCIA

Línea de Investigación:
Gestión de recursos naturales y energía

UNIVERSIDAD EAN
FACULTAD DE INGENIERIA
BOGOTÁ, COLOMBIA
2020

Nota de aceptación:

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado 1

Firma del Jurado 2

DEDICATORIA

A Ti Dios Padre, que siempre me acompañas en los desafíos que me impongo y que me haces cumplir a fuerza de voluntad.

A Ti Roció, mi dulce compañera que has estado conmigo desde que era un colegial en todas las facetas de mi vida, en las penas y en las glorias, TE AMO.

A Ti Angelita, mi hermosa hija que eres mi energía, mi fuerza vital, mi esperanza, mi todo.

A Rafael y M^a Amparo, mis padres, por su amor infinito y apoyo incondicional

Rafael Ernesto

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que participaron e hicieron posible esta investigación, muchas gracias por su valiosa colaboración.

Al Ingeniero Carlos José Castrillón Valencia, director del trabajo de grado.

A mis compañeros de clases, especialmente a Cesar Augusto Saavedra y Flor Rodríguez, quienes me acompañaron desde el primer semestre de la maestría, aportando su profesionalismo en cada actividad.

A la Universidad EAN, mis más sinceros agradecimientos por otorgarme la beca, que me permitió hacer realidad el sueño de cursar mi maestría.

RESUMEN

El presente investigación de carácter documental, descriptiva, y cualitativa, mediante la búsqueda, recopilación, selección, organización, disposición, análisis de la información y las fuentes bibliográficas, tiene como propósito establecer relaciones, diferencias, etapas, posturas o estado actual del conocimiento de la contextualización de la generación distribuida por sistemas de cogeneración y energías alternativas en Colombia.

La matriz de generación eléctrica nacional ofrece confiabilidad y estabilidad, sin embargo, es altamente dependiente a la generación hidráulica, lo que la hace muy vulnerable a la incidencia de fenómenos hidrológicos críticos como El Niño, que se ha intensificado por la crisis del cambio climático que vive la humanidad. Esto último se suma a un modelo de generación y distribución de energía eléctrica centralizada, supeditada al sistema de interconexión nacional y, con evidentes rasgos de un mercado eléctrico de oligopolio, que limitan la participación de nuevos actores, en particular aquellos proclives a ser prosumidores, reflejando una participación de la generación distribuida por fuentes no convencionales de energía renovable y cogeneración, muy limitada; así lo demuestran los datos de fuentes oficiales en los que se apoya la presente investigación.

Promover la generación distribuida por sistemas de cogeneración y energías alternativas, implica para Colombia seguir un modelo de innovación alineado a la dinámica mundial donde los gobiernos y la comunidad científica legitiman que la solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero GEI y preservar el medio ambiente se encuentra en proyectos de sostenibilidad energética, enmarcada en los principios de protección al medio ambiente y optimización de los recursos naturales, democratización energética y confiabilidad en el abastecimiento de energía.

El enfoque descriptivo y cualitativo de la presente investigación permitió el desarrollo del marco teórico conduciendo a la recopilación, el análisis de datos, y de esta forma concluir como la contribución de la generación distribuida en la dinámica de la universalización y la asequibilidad del acceso a los servicios energéticos modernos es inequívoca, ya que ofrece no

solo cobertura energética a través de una gran cantidad de soluciones tecnológicas que promueven innovación y desarrollo, sino también por el uso de los recursos naturales disponibles. Es discutible que la sostenibilidad energética en la nación no se fortalezca con la integración de la generación distribuida por fuentes de energía renovables y cogeneración.

La línea de investigación de gestión de recursos naturales y energía, se fundamenta en el desarrollo, adaptación e implementación de herramientas, metodologías y modelos de gestión ambiental para generar un impacto positivo en el desarrollo sostenible de la sociedad, siendo el campo fértil de este trabajo, el cual se enmarca en el contexto de la generación y distribución de energía eléctrica mediante los sistemas de cogeneración y energías renovables, como un multiplicador de estrategias de desarrollo y sostenibilidad ambiental, social y económica.

Palabras claves: Generación distribuida, Fuentes no convencionales de energía, cogeneración, sostenibilidad energética, recursos naturales, energías alternativas, eficiencia energética, desarrollo sostenible.

ABSTRACT

The present research of a documentary, descriptive, and qualitative nature, through the search, compilation, selection, organization, arrangement, analysis of information and bibliographic sources, aims to establish relationships, differences, stages, positions or current state of knowledge of the contextualization of the generation distributed by cogeneration systems and alternative energies in Colombia.

The national electricity generation matrix offers reliability and stability, however, it is highly dependent on hydraulic generation, which makes it very vulnerable to the incidence of critical hydrological phenomena such as El Niño, which has been intensified by the climate change crisis that humankind is living. The latter is combined with a centralized electricity generation and distribution model, subject to the national interconnection system and, with evident features of an oligopolistic electricity market, that limit the participation of new players, particularly those prone to being prosumers, reflecting a very limited share of generation distributed by non-conventional sources of renewable energy and cogeneration; This is demonstrated by data from official sources on which the present research is based.

Promoting generation distributed by cogeneration systems and alternative energies, implies for Colombia to follow an innovation model aligned the global dynamics where governments and the scientific community legitimize that the solution to reduce GHG (greenhouse gas) emissions and preserve the environment is in energy sustainability projects framed in the principles of environmental protection and optimization of natural resources, energy democratization and reliability in energy supply.

The descriptive and qualitative approach of this research allowed the development of the theoretical framework leading to the collection, analysis of data, and thus conclude as the contribution of distributed generation in the dynamics of universalization and affordability of access to modern energy services is unequivocal, as it offers not only energy coverage through a large number of technological solutions that promote innovation and development, but also by using natural resources available. It is arguable that energy sustainability in the nation is not

strengthened with the integration of generation distributed by renewable energy sources and cogeneration.

The research line of natural resource and energy management is based on the development, adaptation and implementation of environmental management tools, methodologies and models to generate a positive impact on the sustainable development of society, being the fertile field of this work, which is framed in the context of the generation and distribution of electrical energy through cogeneration systems and renewable energies, as a multiplier of development strategies and environmental, social and economic sustainability.

Keywords: Distributed generation, unconventional energy resources, cogeneration, sustainable energy, natural resources, alternative energies, energy efficiency, sustainable development.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	19
1.1. Contexto ambiental del problema	19
1.1.1. Energía y desarrollo sostenible.....	19
1.1.2. Modelo de sostenibilidad energética	23
1.1.3. La generación distribuida en el modelo de sostenibilidad energética	24
1.1.4. Contexto internacional	27
1.1.5. Contexto nacional.....	31
1.2. Enunciado del problema de Investigación	34
1.3. Formulación del problema	37
1.3.1. Pregunta General.....	37
1.3.2. Preguntas Específicas.....	37
2. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN.....	38
2.1. Objetivo General.....	38
2.2. Objetivos Específicos	38
3. JUSTIFICACIÓN.....	39
4. DISEÑO METODOLÓGICO.....	42
4.1. Método de investigación.....	43
4.2. Diseño de la investigación	45
4.3. Recopilación de Información.....	47
4.4. Preparación y análisis de la Información	48
5. MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL.....	49
5.1. Antecedentes de la investigación	49
5.2. Contexto de la GD en el modelo energético nacional	53
5.2.1. Capacidad efectiva de potencia eléctrica nacional.....	53
5.2.2. Generación de energía eléctrica nacional	54
5.2.3. Categorización de las ZNI.....	55
5.2.4. Participación de los agentes en la generación de energía eléctrica	57
5.2.5 Aspectos generales de la GD en Colombia.....	57

5.2.5.1 Autogeneración (AG) en el sector industrial y de petróleo	58
5.2.5.2 Cogeneración (COG) en el sector industrial y de petróleo	59
5.2.5.3 AG y COG en el sector comercial, público y otros.....	59
5.2.6 Capacidad efectiva de potencia eléctrica asociada a FNCER y COG en el SIN	61
5.2.7 Generación de energía eléctrica asociada a la GD con FNCER y COG	65
5.3. Normatividad Nacional de la GD para FNCER y COG	67
5.3.1. Integración de las FNCER al Sistema Energético Nacional	67
5.3.2. Regulación aplicada para la GD con FNCER.....	69
5.3.2.1. Energía firme para cargo por confiabilidad energía eólica y fotovoltaica	70
5.3.2.2. Proceso de conexión SIN para AGPE y GD hasta 0,1 MW.....	71
5.3.2.3. Proceso conexión SIN para AGPE 100 a 1.000 kW y AG hasta 5.000 kW.....	73
5.3.3. Regulación aplicada para la GD con sistemas de COG	74
5.4. Sistemas de GD por FNCER y COG en Colombia	78
5.4.1. Generación eléctrica por cogeneración.....	78
5.4.2. Generación eléctrica por energía fotovoltaica	83
5.4.3. Generación eléctrica por energía eólica.....	87
5.4.4. Generación eléctrica por pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs)	90
5.4.5. Generación eléctrica por biomasa.....	93
5.4.6. Generación eléctrica por energía geotérmica.....	96
5.5. Análisis costo beneficio de la GD en la oferta energética de Colombia.....	98
5.5.1. Costo nivelado de energía (LCOE)	98
5.5.2. Costo de electricidad nivelado evitado (LACE)	103
5.5.3. Beneficio Neto	103
5.6. Identificación de barreras de la GD con FNCER y COG en Colombia.....	109
5.6.1. Barreras de Mercado.....	110
5.6.2. Barreras económicas	111
5.6.3. Barreras tecnológicas y de infraestructura.....	112
5.6.4. Barreras normativas	113
5.7. Estrategias para impulsar el desarrollo de la GD con FNCER y COG	119
5.7.1. Promoción de las estrategias de la Ley 1715 de 2014	119
5.7.2. Otras estrategias para la promoción de la GD con FNCER y COG.....	123
5.7.2.1. Reducción de emisiones de GEI.....	123

5.7.2.2. <i>Certificados de energía renovable (CERs)</i>	123
5.7.2.3. <i>Incentivos por encima del precio de mercado mayorista</i>	124
5.7.2.4. <i>Subastas de generación de energía eléctrica con FNCER</i>	126
5.7.2.5. <i>Esquema de remuneración para las ZNI</i>	128
5.7.2.6. <i>Mecanismos de financiación</i>	128
5.7.2.7. <i>Eliminación del REE en la COG</i>	129
5.7.3. <i>Programas y planes nacionales</i>	129
5.7.3.1 <i>Plan Energético Nacional 2050 (PEN - 2050)</i>	129
5.7.3.2 <i>Programas y proyectos FENOGE</i>	131
5.7.3.3. <i>Planes de Energización Rural Sostenible (PERS)</i>	131
5.8. <i>Impacto de la GD con FNCER y COG en la oferta energética nacional</i>	134
5.8.1. <i>Impacto de la integración al SIN</i>	138
5.8.2. <i>Impacto de la integración en las ZNI</i>	139
5.8.3. <i>Complementariedad hidroelectricidad y FNCER</i>	141
5.8.4. <i>Impacto en la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica</i>	142
5.8.5. <i>Impacto en la sostenibilidad ambiental</i>	143
6. ANALISIS Y RESULTADOS	148
6.1. <i>Contexto de la GD en el modelo energético nacional</i>	148
6.1.1. <i>Capacidad efectiva de potencia eléctrica nacional</i>	148
6.1.2. <i>Generación de energía eléctrica nacional</i>	148
6.1.3. <i>Categorización de las ZNI</i>	149
6.1.4. <i>Participación de los agentes en la generación de energía eléctrica</i>	150
6.1.5. <i>Capacidad efectiva de potencia eléctrica asociada a FNCER y COG en el SIN</i>	151
6.1.6. <i>Generación de energía eléctrica asociada a la GD con FNCER y COG</i>	153
6.2. <i>Normatividad Nacional de la GD para FNCER y COG</i>	154
6.3. <i>Sistemas de GD por FNCER y COG en Colombia</i>	156
6.3.1. <i>Sistemas de COG</i>	156
6.3.2. <i>Sistema de energía fotovoltaica</i>	157
6.3.3. <i>Sistemas de energía eólica</i>	157
6.3.4. <i>Sistema de energía por pequeñas centrales hidroeléctricas - PCHs</i>	158
6.3.5. <i>Sistema de energía por biomasa</i>	158
6.3.5. <i>Sistema de energía geotérmica</i>	159

6.4. Análisis costo beneficio de la GD en la oferta energética de Colombia.....	160
6.5. Barreras de la GD en la oferta energética de Colombia.....	163
6.5.1. Barreras de mercado.....	164
6.5.2. Barreras económicas	164
6.5.3. Barreras tecnológicas y de infraestructura.....	164
6.6. Estrategias para contrarrestar las barreras identificadas	165
6.7. Impacto de la GD con FNCER y COG en la oferta energética nacional.....	166
7. CONCLUSIONES.....	169
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	176

Lista de figuras

Figura 1. Dimensiones del desarrollo sostenible	21
Figura 2. Trilema energético.....	23
Figura 3. Tamaño porcentual del mercado y penetración de fotovoltaica en SNI – 2017.....	28
Figura 4. Países con mejor desempeño clasificados por dimensión del TE	30
Figura 5. Países con mejor desempeño en sostenibilidad energética	30
Figura 6. Estructura Metodológica de la investigación	42
Figura 7. Diseño de la investigación.....	46
Figura 8. Información secundaria publicada – Fuentes generales	47
Figura 9. Información secundaria publicada – Fuentes gubernamentales	48
Figura 10. Confluencia entre municipios ZOMAC y ZNI.....	56
Figura 11. Cogeneración y excedentes de energía en Colombia	66
Figura 12. Sistemas de cogeneración por tecnología y capacidades sector industrial.....	82
Figura 13. Atlas de radiación y brillo solar de Colombia.....	84
Figura 14. Atlas de viento de Colombia	88
Figura 15. Parques eólicos proyectados en La Guajira a 2030.....	90
Figura 16. Potencial para PCHs en Colombia	91
Figura 17. Potencial biomasa residual agrícola y pecuaria en Colombia	95
Figura 18. Potencial geotérmico en Colombia.....	96
Figura 19. Costo de inversión por tecnología de generación de energía eléctrica.....	101
Figura 20. Costo Nivelado de energía (LCOE) por tecnología de generación	102

Figura 21. NB, LACE y LCOE de las tecnologías de generación en Colombia	104
Figura 22. Comportamiento en el tiempo del LCOE.....	106
Figura 23. LCOE tecnologías de generación fotovoltaica, eólica y térmica por país.....	106
Figura 24. Incorporación de capacidad instalada por tipo de fuente (2015 – 2040).....	107
Figura 25. Porcentaje de las FNCER en la matriz energética por país (2012-2050).....	108
Figura 26. Porcentaje de generación eléctrica tipo de fuente a nivel mundial (1970-2050)	109
Figura 27. Esquematización de los Planes de Energización Rural Sostenible - PERS	132
Figura 28. Planes de Energización Rural Sostenible - PERS	133
Figura 29. Probabilidad geolocalizada de las instalaciones de GD por recurso	137
Figura 30. Proyecciones capacidad instalada con FNCER y COG a 2030.....	139
Figura 31. Complementariedad anual entre hidroelectricidad y FNCER	141
Figura 32. Reducción de emisiones de GEI por integración eólica al sistema eléctrico	146
Figura 33. Reducción de emisiones de GEI por integración fotovoltaica al sistema eléctrico..	147

Lista de tablas

Tabla 1. Capacidad efectiva del SIN por sistemas de generación eléctrica - 2019	54
Tabla 2. Energía eléctrica anual generada al SIN por tipo de planta - 2019.....	55
Tabla 3. Categorización de la generación eléctrica y cobertura del servicio en ZNI.....	56
Tabla 4. Participación de los agentes en la generación de energía eléctrica.....	57
Tabla 5. Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en Colombia 2014	60
Tabla 6. Capacidad instalada y capacidad transferida de GD por FNCER, AG y COG - 2014 ..	61
Tabla 7. Capacidad efectiva transferida de GD por FNCER y COG - 2019	62
Tabla 8. Variación de la capacidad efectiva de GD por FNCER y COG (2014 – 2019).....	63
Tabla 9. Proyectos de generación por FNCER, COG y AG que entraron en operación - 2016 ..	64
Tabla 10. Generación de energía eléctrica asociada a GD por FNCER y COG - 2019.....	66
Tabla 11. Decretos y resoluciones que reglamentan la Ley 1715/2014.....	68
Tabla 12. Disponibilidad de entrega de energía al SIN	72
Tabla 13. Disponibilidad de entrega de potencia al SIN.....	72
Tabla 14. Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo por tipo de combustible	75
Tabla 15. Rendimiento Eléctrico Equivalente por cogenerador	76
Tabla 16. Producción mínima de energía por cogenerador	77
Tabla 17. Potencia y rendimientos de las tecnologías de cogeneración	81
Tabla 18. Ventajas y desventajas de la generación eléctrica por energía fotovoltaica	86
Tabla 19. Potencial biomasa residual en Colombia	94
Tabla 20. Factores esenciales para construir el costo nivelado de energía (LCOE)	100

Tabla 21. Barreras identificadas para la GD con FNCER	115
Tabla 22. Barreras identificadas para la GD con COG.....	117
Tabla 23. Barreras identificadas para la integración de las FNCER en las ZNI.....	118
Tabla 24. Estrategias dispuestas por la Ley 1715 de 2014	120
Tabla 25. Beneficios o costos evitados para el SIN por generación con FNCER y COG	125
Tabla 26. Proyectos FNCER adjudicados subasta de generación eléctrica	127
Tabla 27. Descripción del potencial de integración de la GD y AGPE con FNCER	138

NOMENCLATURA

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

ACER	Asociación Colombiana de Energías Renovables.
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica.
AG	Autogeneración.
AGPE	Autogeneración a Pequeña Escala.
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil).
ANM	Aggregated Net Metering o Medición Neta agregada.
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
ASOCAÑA	Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar en Colombia.
ASOCODIS	Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica.
BAU	Business and Usual o escenario sin cambios.
BANCOLDEX	Banco de Comercio Exterior.
BM	Banco Mundial.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
CAF	Banco de Desarrollo de América Latina (antes Corporación Andina de Fomento).
CAPEX	Capital Expenditure o Inversión de capital.
CARs	Corporaciones Autónomas Regionales.
CERs	Certificados de Energía Renovable.
CFD	Contract for Difference o Contrato por diferencia.
CGR	Contraloría General de la Republica.
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
CND	Centro Nacional de Despacho.
COG	Cogeneración.
COP	Conferencia de las partes.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CxC	Cargo por Confiabilidad.
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia.
DNP	Departamento Nacional de Planeación.
EIA	U.S. Energy Information Administration.
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.
EPSRC	Research Council in Engineering and Physics.
E.S.P.	Empresas de Servicios Públicos.

FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.
FAZNI	Fondo de Apoyo financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas.
FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía.
FIT	Feed in Tariff o tarifa de alimentación.
FINDETER	Financiera de Desarrollo Territorial.
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
FOMIN	Fondo Multilateral de Inversiones.
GD	Generación Distribuida o Generación Descentralizada de Energía Eléctrica.
GEI	Gases de Efecto Invernadero.
GEEREF	Global Energy Efficiency and Renewable Energy.
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IFC	International Finance Corporation o Corporación Financiera Internacional.
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.
IPSE	Instituto Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas.
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables.
LACE	Costo de Electricidad Nivelado Evitado (por sus siglas en inglés).
LCOE	Levelized Cost Of Energy o Costo nivelado de la energía.
MADR	Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
MCIT	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.
MCTI	Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación.
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio.
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
MME	Ministerio de Minas y Energía.
MVCT	Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio.
NB	Net Benefit o Beneficio Neto.
NB	Net Billing o Facturación Neta.
NM	Net Metering o Medición Neta.
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible.
OEF	Obligaciones de Energía Firme.
OPEX	Operational Expenditures o costos de operación y mantenimiento.
O.R.	Operador de Red.
PCHs	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

PEN	Plan Energético Nacional.
PERS	Planes de Energización Rural Sostenible.
PIEC	Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura Eléctrica.
PMET	Producción Mínima de Energía eléctrica y Térmica en la cogeneración.
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
REE	Rendimiento Eléctrico Equivalente en la cogeneración.
RI	Redes Inteligentes o Smart Grids.
SCI	Sociedad Colombiana de Ingenieros.
SDL	Sistema de Distribución Local.
SGC	Servicio Geológico Colombiano.
SIAC	Sistema de Información Ambiental de Colombia.
SIEL	Sistema de Información Eléctrico Colombiano.
SIN	Sistemas Interconectado Nacional.
SNCTI	Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación.
SI3EA	Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Limpias.
TRM	Tasa Representativa del Mercado.
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
WACC	Weighted Average Cost of Capital o Tasa de descuento.
WEC	World Energy Council o Consejo Mundial de Energía.
XM	XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
ZOMAC	Zonas más Afectadas por el Conflicto Armado.
ZNI	Zonas No Interconectadas.

UNIDADES Y TASA DE CAMBIO

GW	Unidad de potencia eléctrica expresada en gigavatios.
GWh	Unidad de energía eléctrica expresada en gigavatios hora.
kV	Unidad de tensión eléctrica o voltage expresada en kilovoltios.
kW	Unidad de potencia eléctrica expresada en kilovatios.
KWh	Unidad de energía eléctrica expresada en kilovatios hora.
MW	Unidad de potencia eléctrica expresada en megavatios.
MWh	Unidad de energía eléctrica expresada en megavatios hora.
MTon	Unidad de masa expresada en megatoneladas.
1 USD\$	TRM Promedio (2019) Col \$ 3.282

DEFINICIONES

Autogeneración (AG): Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades (Art 5 Ley 1715/2014).

Autogeneración pequeña escala (AGPE): Autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la UPME, y ser menor o igual a 1 MW (Res. UPME 281/2015).

Autogeneración a gran escala: Autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la UPME, y ser mayor a 1 MW, y menor o igual a 5 MW (Res. UPME 281/2015).

Cogeneración (COG): Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva de la organización o empresa (Art 5 Ley 1715/2014).

Desarrollo Sostenible: Aquel desarrollo que conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades, por lo menos en las mismas condiciones de las actuales (Art 5 Ley 1715/2014).

Eficiencia Energética: Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada, bien sea a partir del uso de una forma primaria de energía o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía (Art 5 Ley 1715/2014).

ENFICC: Sigla correspondiente a *Energía firme para el cargo por confiabilidad* que hace referencia a 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 (XM. Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano, 2019).

Energía de la biomasa: Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en la degradación espontánea o inducida de cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico (Art 5 Ley 1715/2014).

Energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos: Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala (Art 5 Ley 1715/2014).

Energía eólica: Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el movimiento de las masas de aire (Art 5 Ley 1715/2014).

Energía firme (EF): Es aquella energía en un sistema eléctrico que está garantizada en todo momento del día o del año, no importan las condiciones del sistema, como el estado del clima, en el momento que la demanda requiera la generación de energía eléctrica, garantizando la operación y confiabilidad del sistema y la satisfacción de la demanda eléctrica (XM. Estructura del Mercado Eléctrico Nacional, 2019).

Energía geotérmica: Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el calor que yace del subsuelo terrestre (Art 5 Ley 1715/2014).

Energía solar: Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol (Art 5 Ley 1715/2014).

Excedente de energía: La energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración (Art 5 Ley 1715/2014).

Fuentes convencionales de energía: Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país (Art 5 Ley 1715/2014).

Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER): Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en

el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares, entre otras fuentes (Art 5 Ley 1715/2014).

Generación distribuida (GD): Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL), cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la UPME, con una capacidad igual o menor a 0,1 MW (Res. CREG 030/2018).

Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS): Conocidos también como Objetivos Mundiales, se adoptaron por todos los Estados Miembros de la ONU en 2015, como un llamado universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad para 2030 (PNUD. Agenda para el Desarrollo Sostenible, 2015).

OEF: Sigla correspondiente a *Obligación de Energía Firme*, que corresponde al compromiso de los generadores de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento, con respaldo de sus activos de generación (XM. Estructura del Mercado Eléctrico Nacional, 2019).

Operador de Red (OR): Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un Sistema de transmisión regional (STR) o sistema de distribución local (SDL), incluidas sus conexiones al sistema de transmisión nacional (STN) (Res. CREG 030/2018).

Precio de bolsa: Corresponde al mayor precio de oferta de la energía eléctrica de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal. Representa un precio único para el SIN en cada periodo horario (XM. Estructura del Mercado Eléctrico Nacional, 2019).

Precio de escasez: Es el precio techo de venta de la energía, que corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Este precio se calcula mensualmente de acuerdo a unos cálculos establecido en la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad (XM. Estructura del Mercado Eléctrico Nacional, 2019).

Prosumidor de energía eléctrica: Son usuarios que a partir de los sistemas de generación distribuida que además de producir su energía eléctrica, la consumen para suplir sus propias necesidades de abastecimiento energético. De esta forma se convierten en proveedores de energía, contribuyendo a la sostenibilidad energética.

Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local (Res. CREG 030/2018).

Sistema de Interconexión Nacional (SIN): Conjunto de redes y subestaciones eléctricas que transporta y distribuyen la energía desde las plantas de generación para el abastecimiento energético nacional. Este sistema está conformado a su vez por el STN, el STR y el SDL, siendo posible la integración de todos los recursos energéticos (XM. Estructura del Mercado Eléctrico Nacional, 2019).

Sistema de Transmisión Nacional (STN): Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV (Res. CREG 030/2018).

Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local (Res. CREG 030/2018).

Sostenibilidad energética: Es el equilibrio entre tres dimensiones principales: la seguridad energética, la equidad social, y la mitigación del impacto ambiental de los sistemas de generación y distribución de la energía.

Transición energética: Cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos que busca transformar el actual modelo energético, intensivo en el uso de energías basadas en

combustibles fósiles y grandes infraestructuras de generación, como son las centrales hidráulicas, nucleares y térmicas, en un nuevo paradigma cuyos ejes son las energías renovables, la electrificación vehicular, la eficiencia energética y la generación distribuida (World Energy Council. Global Energy Transitions, 2014).

Zonas No Interconectadas (ZNI): Se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (XM. Estructura del Mercado Eléctrico Nacional, 2019).

INTRODUCCIÓN

La GD por sistemas de cogeneración (COG) y fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) es el proceso de producción y distribución de electricidad a pequeña y/o mediana escala, cercana a los centros de consumo final o usuarios de energía, convirtiéndose en una opción para extender la oferta de generación, incrementando la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento energético en el corto, mediano y largo plazo, mediante el uso de recursos renovables, como el sol, el viento, la biomasa residual, el recurso geotérmico, así como el aprovechamiento de calor residual de procesos industriales, configurándose en un modelo de sostenibilidad energética

Países alrededor del mundo, han emprendido profundas transformaciones en sus modelos de operación y mercado eléctrico, motivados por razones económicas, ambientales y de seguridad en el suministro energético; reformas que impusieron nuevos retos e innovación, en las cuales, la GD por COG y FNCER, han encontrado un campo fértil para su desarrollo y consolidación. En los últimos años se ha experimentado, a nivel mundial, un crecimiento exponencial del número de instalaciones de GD conectadas a las redes de interconexión, para autoconsumo y entrega de excedentes de energía eléctrica, impulsado la democratización de la generación energética. Esto se debe en gran medida a la disminución en los costos de los sistemas de generación y almacenamiento, principalmente por el avance de las energías limpias. El desarrollo de la GD por COG y FNCER a nivel mundial obedece principalmente al impulso de las políticas energéticas y ambientales que muchas naciones han emprendido, promoviendo la reducción de gases efecto invernadero (GEI) en sus economías, en razón a que las FNCER presentan menos emisiones que la generación de energía convencional.

El propósito de esta investigación es contextualizar la GD por sistemas de cogeneración y energías alternativas en Colombia, mediante la recopilación y análisis de fuentes de información oficial; y una exhaustiva revisión de la normatividad nacional en materia de GD por sistemas de COG y FNCER; así mismo, se realiza una identificación de las tecnologías asociadas a los

sistemas de GD por COG y FNCER más adecuados para su implementación y desarrollo en el país y su respectivo análisis costo beneficio.

En la presente investigación se identifican las barreras de mercado, económicas, tecnológicas/de infraestructura y normativas que impiden el desarrollo de la GD, para proponer estrategias y finalizar con la identificación del impacto que tiene estos sistemas en la oferta de sostenibilidad energética de Colombia. A este respecto, ¿El modelo de sostenibilidad energética de Colombia, planteado en la investigación, se va a fortalecer con la integración de la generación distribuida con fuente no convencionales de energía renovable y cogeneración?, en tal sentido, la investigación intenta dar respuesta al cómo, por qué y para qué, la integración de la GD por COG y FNCER tiene un impacto positivo en la sostenibilidad del sistema eléctrico nacional. Para llevar a cabo la investigación, el presente trabajo se ha estructurado en siete capítulos:

El [primer capítulo](#) aborda el planteamiento del problema de investigación, su contexto ambiental, enunciado y formulación, a través de la pregunta general y preguntas específicas. En esta parte se establece la relación entre energía y desarrollo, el modelo de sostenibilidad energética y el contexto internacional y nacional de la GD como medio que contribuye al modelo de sostenibilidad energética.

El [segundo capítulo](#) define el objetivo general de la investigación y como a través del desarrollo de los objetivos específicos se contextualiza la GD con FNCER y COG, estableciendo las barreras que impiden su desarrollo, las estrategias para reducir estas barreras y el impacto que involucra su integración en el sistema eléctrico nacional.

El [tercer capítulo](#) presenta la justificación de la investigación, donde se expone las razones que motivaron su realización y que corresponde a establecer la importancia que implica la integración de la GD en la perspectiva energética nacional.

El [cuarto capítulo](#) se establece el diseño metodológico de la investigación, en donde se especifica el método que se desarrolló para recopilar la información bibliográfica, su preparación y análisis.

En el [quinto capítulo](#) se construye el marco teórico y conceptual de la investigación donde se establece los siguientes puntos de evaluación: Los antecedentes de otros estudios que han abordado la GD con FNCER y COG; su contexto en el modelo energético nacional; la normatividad nacional implicada; los diferentes sistemas tecnológicos de potencial integración; el análisis costo beneficio de la GD con FNCER y COG en la oferta energética de Colombia; la identificación de las barreras que impiden su desarrollo en Colombia; las diferentes estrategias que permiten promover su participación en la oferta energética nacional y su impacto.

En el [sexto capítulo](#) se hace un análisis de los resultados del estudio, interpretando la información, recopilada en gráficas y tablas, teniendo como propósito enfatizar, validar y/o impugnar los planteamientos y perspectivas presentes en la bibliografía examinada, para culminar en el [séptimo capítulo](#), con las principales conclusiones de la investigación.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

“La mera formulación de un problema es muchas veces más importante que su solución, que puede ser meramente una cuestión de habilidad matemática o experimental.

Plantear nuevas cuestiones, nuevas posibilidades, considerar viejos problemas desde un nuevo ángulo, todo ello requiere de una imaginación creadora y marca los progresos reales de la ciencia”.

ALBERT. EINSTEIN.

1.1. Contexto ambiental del problema

1.1.1. Energía y desarrollo sostenible

La energía se define como la capacidad para producir cambios, transformaciones y efectos. De una manera u otra, no se concibe disciplina alguna de la ingeniería que no se relacione con la termodinámica, siendo por excelencia la ciencia de la energía, que permite entender el comportamiento de la naturaleza y su incesante interrelación con la materia, en multiplicidad de sistemas. Nuestro planeta puede ser modelado como un sistema termodinámico con una cantidad de materia finita (recursos naturales) y con una permanente interacción de energía radiante proveniente del sol.

El investigador británico James Lovelock, en la década del 60, postulo la *hipótesis Gaia*, la cual afirma que el planeta es un ser vivo creador de su propio hábitat, en una compleja asociación de sistemas biogeoquímicos (San Román, L. S, 2019), lo que ratifica su condición de sistema termodinámico, regido por las cinco leyes fundamentales de la energía: Equilibrio térmico en la transferencia de energía (Ley 0), principio de transformación de la energía (1ra Ley), degradación de la energía e incremento de entropía (2da Ley), determinación de los valores de la entropía (3ra Ley) y, la entropía en los procesos económicos (4ta Ley).

La energía está íntimamente relacionada con el desarrollo de la sociedad, siendo un factor decisivo para establecer, en las naciones, las bases del progreso económico, ambiental y social. Los territorios que cuentan con un suministro energético continuo y confiable, tienen mayores oportunidades en la generación de su riqueza, mediante la utilización de sus recursos naturales y humanos.

El economista rumano Nicholas Georgescu - Roegen postuló el cuarto principio o ley de la termodinámica que establece como la materia disponible se degradada continuamente en materia no disponible y se puede interpretar como una modificación de la segunda ley de la termodinámica pero aplicada a la materia con una alta implicación en la economía (N. Georgescu - Roegen, 1971), sentando los fundamentos de la termo economía o economía biofísica, que en sí misma se relaciona con el concepto de desarrollo sostenible y su campo de aplicación.

El cuarto principio de la termodinámica, establece que, en la medida que se explotan y/o consumen los recursos naturales, para la producción de bienes y servicios, siempre hay una parte que se degrada y que es imposible de recuperar (incremento de entropía). Esta afirmación implica que, la utilización de los recursos del planeta, conlleva *per se*, una afectación irreversible al medio ambiente y amenaza a la seguridad energética de las naciones.

El ***desarrollo sostenible*** integra la dimensión de transformación evolutiva que tienen los individuos, la sociedad y/o las organizaciones, en procura de su progreso y bienestar, e implica satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades (Comisión Mundial del Medio Ambiente y el Desarrollo, 1988).

El desarrollo sostenible se enmarca en cuatro dimensiones que en gran medida puede conducir a un cuadrilema, que se constituye en una elección entre cuatro opciones contradictorias entre sí, o bien, conducen aparentemente a resultados distintos: Desarrollo económico, social, ambiental y gobernanza o institucionalidad, representado en la [Figura 1](#). La tesis del cuadrilema del desarrollo sostenible, planteado en la presente investigación, se fundamenta en las contradicciones que se dan entre las dimensiones que abarcan el concepto mismo y que en gran medida lo reviste de ligera elocuencia o exceso de retórica. Establecer un indicador para la sostenibilidad implica tener una clara comprensión de la compleja red de interrelaciones que involucra la relación sociedad, economía y medio ambiente.

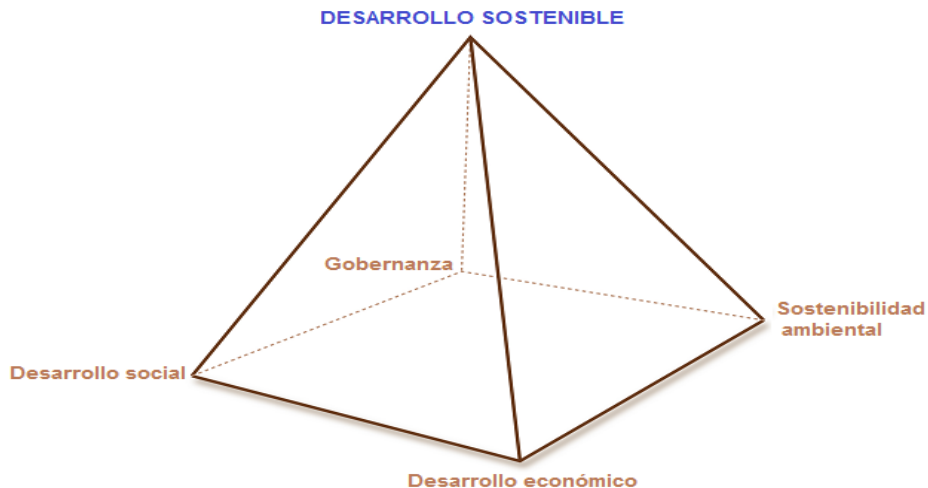


Figura 1. Dimensiones del desarrollo sostenible

Fuente: Elaboración propia, 2020.

El *desarrollo económico* tiene como objetivo la promoción de un crecimiento económico equitativo de largo plazo, además de la generación y asignación eficiente de recursos financieros, a través de tres estrategias: un seguimiento sistemático de políticas y reformas macroeconómicas, una evaluación de la incidencia de éstas en términos de sustentabilidad, eficacia y equidad, y un apoyo sustantivo para la formulación e implementación de dichas políticas y reformas por parte de los gobiernos (CEPAL, 2015).

El Banco Mundial (BM) establece que el *desarrollo social* se debe centrar en situar las necesidades de las personas, en primer lugar, en las dinámicas de desarrollo y que el concepto de pobreza no solo se refiere a los bajos ingresos, sino también a la vulnerabilidad, la exclusión, la falta de poder y la exposición a la violencia. (BM, 2018). El desarrollo social al promover la inclusión social ha tergiversado en gran medida los fundamentos de la responsabilidad social empresarial, ya que se ha transformado hacia un modelo de asistencialidad. La ética debe guiar el desarrollo de las personas y del colectivo social. El carácter social de una actividad económica hace que la empresa esté comprometida con el bien común de la comunidad en la que se desenvuelve sus actividades (Martínez Herrera, 2005).

La **sostenibilidad ambiental** es un enfoque de gestión que impulsa a las empresas a adoptar mejoras de protección ambiental desde una orientación de mercado, buscando el beneficio económico y la competitividad. En el marco de la Agenda 2030, la sostenibilidad ambiental implica por un lado la reducción de los daños al ambiente, y por otro, el papel de los recursos naturales y los servicios eco sistémicos en el bienestar humano, las oportunidades económicas y la resiliencia social y ecológica (ONU, 2015).

El término **gobernanza** se aplica para designar la eficacia, calidad y buena orientación de la intervención del Estado en los asuntos de interés público o que revisten de trascendencia. La gobernanza es una suma de gobierno y confianza y es el estilo de funcionamiento de una sociedad. (Chirif, P. 2015). El buen gobierno es aquel que pondera sus acciones y cuyos logros pueden sostenerse en el tiempo. Gobernanza y sostenibilidad son dos conceptos interrelacionados, donde una actividad insostenible no puede nunca calificarse como verdaderamente eficaz (Menéndez, 2005).

Las cuatro fuerzas o dimensiones del desarrollo implican en gran medida contradicciones en sus ámbitos de aplicación. Muchos proyectos no se implementan si el factor económico no se satisface, incluso si los beneficios sociales y/o ambientales son determinantes. En muchos casos se construyen modelos de responsabilidad social empresarial y/o de valor compartido, para encubrir el gran poder económico que tiene implícito el desarrollo sostenible. Establecer un modelo de sostenibilidad implica tener una clara comprensión de la compleja red de interrelaciones que involucra la relación sociedad, economía, medio ambiente y gobernanza en la cual se sostiene la tesis del cuadrilema y se fundamenta en las contradicciones que se dan entre las dimensiones que abarcan el concepto mismo (Varón, 2009).

1.1.2. Modelo de sostenibilidad energética

Para el Consejo Mundial de Energía (WEC por sus siglas en ingles)¹, *la sostenibilidad energética se basa en tres retos globales: seguridad energética, equidad y, sostenibilidad medioambiental*, los cuales conforman el *Trilema Energético (TE)*, que se simboliza en la [Figura 2](#) (WEC, 2019).

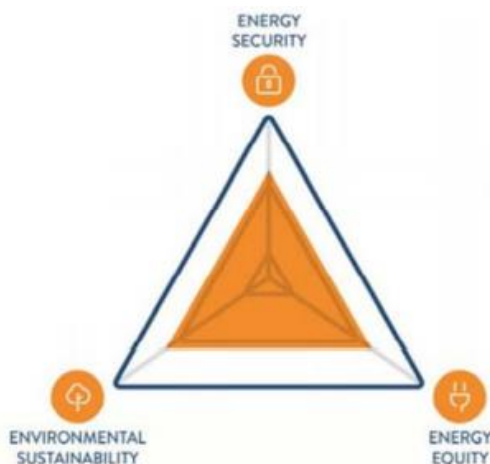


Figura 2. Trilema energético

Fuente: WEC, Changing Dynamics, Using Distributed Energy Resources to Meet the Trilemma Challenge, 2019.

El modelo de sostenibilidad para la energía, desarrollado por el WEC, aborda el desafío tripartito de garantizar la seguridad, la asequibilidad y, la reducción de impacto ambiental del sector energético a nivel internacional, regional y nacional.

El trilema energético sitúa a la energía en un escenario donde las dimensiones de seguridad energética, sostenibilidad ambiental y equidad que perse, supone contraposición e incluso conlleva a posiciones divergentes, se armonizan en una nueva perspectiva energética, donde no priman los intereses exclusivos de una sola dimensión y permite a las naciones tener un dialogo permanente sobre el desempeño y la mejora de sus políticas energéticas, facilitando a los

¹ El WEC es una organización internacional no gubernamental acreditada por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) que reúne a líderes del sector energético mundial. Cuenta con más de 3.000 organizaciones miembro en 97 países, representando al sector privado, gobiernos, sector académico, Organizaciones No Gubernamentales (ONGs) y demás grupos de interés del sector energético. El WEC fue fundado en 1923 y tiene como misión promover un sistema energético sostenible.

responsables de la toma de decisiones, una clasificación objetiva de la sostenibilidad de sus sistemas energéticos. En este sentido, ***un modelo energético tradicional puede evolucionar a un modelo de sostenibilidad energética si procura situarse en el punto medio de las tres dimensiones:***

- ***Seguridad energética***, que hace referencia a la gestión eficiente del suministro de energía primaria desde las fuentes de generación; a la confiabilidad de la infraestructura energética y la capacidad para atender la demanda de energía actual y futura.
- ***Sustentabilidad ambiental***, que enmarca los principios para la protección al medio ambiente y el uso eficiente de los recursos naturales e involucra la eficiencia energética, tanto desde el lado de la demanda como desde el suministro y la participación de las FNCER bajas en emisiones de carbono, en las canastas energéticas de las naciones y,
- ***Equidad energética***, que promueve la accesibilidad y asequibilidad a la energía, para toda la población mundial, estableciendo los preceptos de la democratización energética y otorgando a la energía la posibilidad de contribuir en la reducción de la pobreza.

1.1.3. La generación distribuida en el modelo de sostenibilidad energética

La generación distribuida o generación descentralizada de energía eléctrica (GD), consiste en el ***proceso de producción y distribución de electricidad a pequeña y/o mediana escala, cercana a los centros finales de consumo y con posibilidad de interactuar con las redes de interconexión eléctrica***, mediante la integración de redes inteligentes (RI) o Smart Grids.

Entre los diferentes tipos de sistemas de GD a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)², se puede citar, los sistemas de energía solar fotovoltaica, los sistemas de

² Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) es un sinónimo para energía limpia, energía verde y energía renovable. Se consideran alternativas todas aquellas que provienen de recursos naturales y de fuentes inagotables, todas aquellas que, al producirlas, no contaminan o presentan un menor impacto ambiental.

energía eólica a pequeña y mediana escala, la energía geotérmica, la energía mareomotriz, las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs)³, las pilas de combustible y, la cogeneración (COG)⁴, entre otras. **Los diferentes tipos de sistemas de GD traen consigo importantes beneficios**, tales como:

- *Incrementa la eficiencia energética,*
- *Optimiza el uso de fuentes de energía fósil, mediante el aprovechamiento de calor residual en sistemas de COG,*
- *Reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la generación de energía,*
- *Reduce los costos de generación y distribución al utilizar los recursos de manera eficiente,*
- *Impulsa el desarrollo de los sistemas de generación con FNCER.*

La GD implica la transformación en el rol del usuario final de energía eléctrica desde un sujeto consumidor a evolucionar hacia un sujeto prosumidor (productor + consumidor), lo que conlleva la posibilidad de autoabastecimiento energético y disponer de sus excedentes de energía⁵ para inyectarlos a la red de interconexión o a redes no interconectadas y, de esta forma, incrementar la oferta energética y la expansión del sistema energético nacional.

En un sistema económico, la intermediación transfiere costos al producto o servicio ofertado. **La ventaja económica de la GD radica en la reducción de los costos energéticos que impone la cadena de suministro del modelo de generación centralizada** al prescindir de las etapas de transformación, transporte a alta tensión y distribución a media tensión, y permite innovar hacia un modelo energético de generación y consumo in-situ. **Los instrumentos** más comunes utilizados a nivel internacional **para la remuneración económica de la GD son:**

³ Proyectos hidroeléctricos sin embalse, que aprovechan los excedentes o filos de agua y que tienen una gran proyección en la generación de energías limpias.

⁴ La cogeneración o CHP (acrónimo en inglés para Combined Heat and Power) es la utilización de una misma fuente primaria para la generación simultánea de electricidad y cualquier tipo de energía térmica como vapor, gases o agua caliente. Utiliza como fuente primaria el calor residual proveniente de un proceso industrial o de una máquina térmica (UPME U. d., 2014).

⁵ Excedente de energía fue definido en la Ley 1715 de 2014 como “La energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración”.

- ***Feed in Tariff o Tarifa de Alimentación (FIT)***: Este instrumento de remuneración económica conlleva establecer una tarifa especial o con un sobreprecio por la energía que un proveedor FNCER inyecte a la red. El gobierno nacional, interviene en el precio al que se le compra la energía al generador, con lo que este puede obtener la estabilidad jurídica que le será comprada y a un precio subvencionado para recuperar su inversión inicial.
- ***Net Metering o Medición Neta (NM)***: Es un instrumento de remuneración económica que permite a un sistema de GD, conectarse a la red eléctrica local e inyectar energía, siendo característicamente útil para las tecnologías que producen energías con FNCER, como la solar fotovoltaica y energía eólica. Al final del período de facturación, el prosumidor sólo paga por su consumo neto, es decir, el total de recursos consumidos, menos el total de recursos generados. Existen variaciones de NM como lo son el Aggregated Net Metering (ANM), Net Billing o Facturación Neta (NB) y la Venta de Excedentes de energía eléctrica (Suarez, 2017).

En el año 2010, *Hamilton y M. Summym* publicaron en *The Power and Energy Magazine* de IEEE, un artículo titulado “*Benefits of the smart grid*”, donde se enfatiza el rol innovador de la GD en el futuro de la energía eléctrica mundial y su aporte tecnológico en las ciudades inteligentes emergentes (Smart Cities). Se manifiesta claramente una incompatibilidad de las nacientes ciudades inteligentes imbuidas en una infraestructura eléctrica nacida a finales del siglo XIX, en el sentido de que, ***las RI son un conjunto transformador de tecnologías y nuevos modelos de negocio basada en investigación, innovación y desarrollo económico***, en un apoyo mutuo que permite impulsar la inversión del sector privado y público a políticas gubernamentales que se adaptan a nuevos mercados energéticos, en procura del crecimiento económico y la protección del medio ambiente (B. Hamilton and M. Summy, 2010).

Una restricción para el impulso de la GD es la necesidad de interconexión con las redes de distribución local, que actúan como oligopolios, en cabeza de las grandes empresas de distribución, que restringen la venta directa de energía entre pequeños productores y consumidores.

1.1.4. Contexto internacional

En el último año se ha experimentado un crecimiento exponencial del número de instalaciones de GD conectadas a red para autoconsumo en países desarrollados. Esto se debe en gran medida a la disminución en los costos de los sistemas de generación y almacenamiento de energía eléctrica, principalmente por el impulso mundial a las energías limpias. *Desde el año 2010, los costos de los sistemas de energía fotovoltaica han disminuido un 70%, la energía eólica un 25% y el almacenamiento de energía por baterías un 65%. Esto está contribuyendo de manera positiva la implementación de la GD* (Bertaglio, 2018).

En países como Dinamarca y Países Bajos, la generación de electricidad con GD es de 37% y 40% respectivamente, y se espera una media del 50% para el año 2035. A finales de 2017, la capacidad global de generación renovable aumentó en 167 GW y alcanzó los 2.179 GW en todo el mundo. Esto representa un crecimiento anual de alrededor del 8,3%, el promedio de siete años consecutivos, según datos publicados por la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA por sus siglas en inglés (IRENA, 2018).

La capacidad de las energías renovables en sistemas no interconectados (SNI) experimentó un crecimiento sin precedentes en 2017, con una cifra estimada de 6,6 GW. Esto representa un crecimiento del 10% respecto del año 2016, satisfaciendo los requerimientos energéticos de 209 millones de personas que se benefician de las energías renovables, principalmente por sistemas fotovoltaicos, en países como India, Kenia, Tanzania, Uganda, Etiopía y Bangladesh, como se observa en la [Figura 3](#), para comunidades aisladas de los sistemas centralizados de generación de energía eléctrica y que, por no tener electricidad, su economía estaba equiparada a los tiempos medievales. *La GD día a día está impulsando el acceso a energía limpia en los países en desarrollo en una clara manifestación de innovación tecnológica al servicio de la sociedad* (IRENA, 2018).

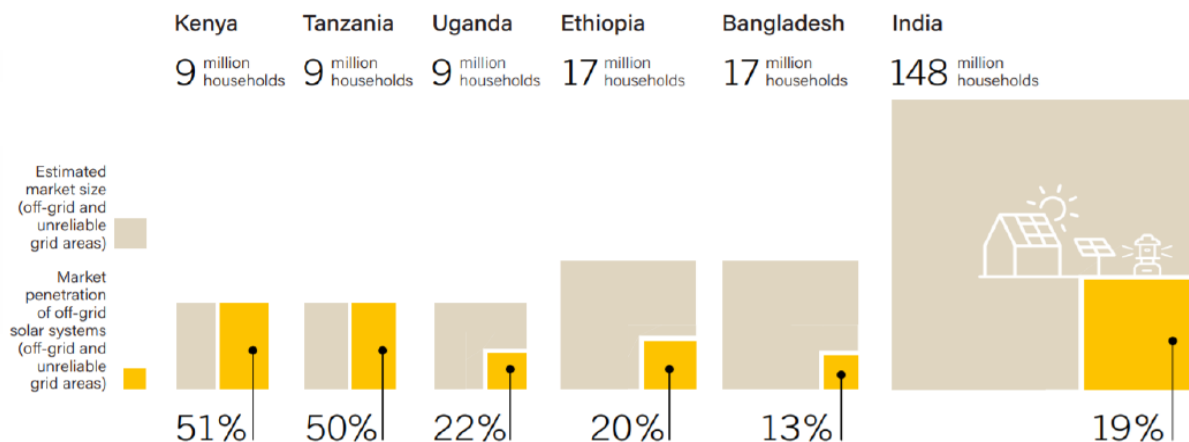


Figura 3. Tamaño porcentual del mercado y penetración de fotovoltaica en SNI – 2017

Fuente: IRENA and CPI, Global Landscape of Renewable Energy Finance, Abu Dhabi, 2018.

Países de la región como *Brasil ha superado la cifra de 1.000 MW de potencia instalada en GD*, siendo un gran avance para un país de vocación hidroeléctrica, y que ha promovido el modelo energético distribuido, motivado principalmente por la regulación emitida por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), mediante las resoluciones normativas 482/2012 y 687/2015. En virtud de estas acciones, los consumidores pueden generar su electricidad a partir de fuentes renovables o de COG cualificada y suministrar el excedente a la red de distribución de su ubicación. *André Pepitone*, director general de ANEEL expreso a este respecto:

“...Históricamente, la marca de 1 GW (1.000 MW) en GD es el resultado del trabajo de la Agencia Nacional para permitir el empoderamiento del consumidor de electricidad. Como reguladores, nos preocupamos por mantener el equilibrio del sistema, pero siempre con vistas a incorporar nuevas tecnologías. La GD es equivalente en el sector eléctrico a la revolución de los teléfonos inteligentes en las telecomunicaciones.” (ANEEL, 2019).

En Reino Unido, varios usuarios de GD manifestaron interés de independizarse de las redes de distribución local y, para este propósito, la Universidad de Bristol está creando una plataforma de libre comercio para la energía limpia producida a pequeña escala. Este proyecto se denomina HoSEM y, está financiado por el Research Council in Engineering and Physics (EPSRC). *El proyecto HoSEM tiene como objetivo crear el primer mercado de energía renovable “punto a*

*punto” (peer-to-peer) en Reino Unido. Lo anterior debido al creciente interés europeo de impulsar los procesos de compraventa de energía eléctrica peer-to-peer, término aplicado en la informática y ahora utilizado para muchos productores de GD, promoviendo sinergias para su intercambio energético. En este sentido, **el proyecto HoSEM está diseñando un sistema para hacer posible el modelo de democratización energética a pequeña escala con énfasis en el uso de energías limpias, reduciendo así el número de intermediarios, para crear un nuevo mercado de FNCER entre microrredes de GD.***

En los últimos años, el Reino Unido ha incrementado la GD a pequeña escala, donde cada vez más personas y organizaciones han instalado microplantas generadoras en sus propiedades para la producción de energía con fuente solar o eólica, para su autoabastecimiento y exportar la energía excedente a nuevos usuarios del servicio de energía limpia conexos. Actualmente, los excedentes de energía se exportan a la red nacional a un precio predeterminado, muy por debajo del precio de la energía que entrega las redes de interconexión. Los investigadores del proyecto HoSEM están diseñando una plataforma de intercambio que permita comprar o vender directamente los excedentes, sin servicios de intermediación o de terceros, configurándose en un mercado eléctrico inteligente y equitativo (EPSRC, 2019).

La información individual de las dimensiones del trilema energético establecido por el WEC, permite precisar que, los sistemas más robustos y seguros, capaces de administrar la oferta y la demanda de manera efectiva y, por lo tanto, la calificación más alta en la dimensión de seguridad energética se encuentra en Suecia, Dinamarca y Finlandia. La dimensión Equidad clasifica tradicionalmente a los países bien dotados o bien conectados con poblaciones concentradas más altas. En estos países, el acceso a la energía es eficaz y su precio muy asequible: Luxemburgo, Bahrein y Qatar representan la cima de esta dimensión. En cuanto a la dimensión de sostenibilidad ambiental, los países que ocupan los primeros gracias a los progresos constantes hacia la descarbonización y el control de la contaminación son Suiza, Dinamarca y Suecia. (WEC, 2019).

La [Figura 4](#) reúne la clasificación de los países con el mejor desempeño en cada una de las dimensiones del TE.



TOP 10
ENERGY SECURITY

1. Sweden
2. Denmark
3. Finland
4. Latvia
5. Canada
6. Angola
7. Ukraine
8. Romania
9. Slovenia
10. Czech Republic



TOP 10
ENERGY EQUITY

1. Luxembourg
2. Bahrain
3. Qatar
4. Kuwait
5. United Arab Emirates
6. Oman
7. Saudi Arabia
8. Netherlands
9. Iceland
10. Singapore



TOP 10
ENVIRONMENTAL
SUSTAINABILITY

1. Switzerland
2. Denmark
3. Sweden
4. France
5. Norway
6. United Kingdom
7. Costa Rica
8. Luxembourg
9. Namibia
10. Slovakia

Figura 4. Países con mejor desempeño clasificados por dimensión del TE

Fuente: World Energy Council -WEC, World Energy Trilemma Index 2019, Londres.

Los tres principales países con el mejor desempeño en su sostenibilidad energética son Suiza, en primer lugar, seguido por Suecia y Dinamarca en orden secuencial; Estos países representan políticas equilibradas para las tres dimensiones, una línea de base alta en cada área del TE y el desempeño constante en el mantenimiento del equilibrio del Trilema en el contexto del crecimiento económico sostenible. La [Figura 5](#) agrupa los países con mejor desempeño en el indicador del TE (WEC, 2019).

TOP 10
OVERALL RESULTS

1. Switzerland
2. Sweden
3. Denmark
4. United Kingdom
5. Finland
6. France
7. Austria
8. Luxembourg
9. Germany
10. New Zealand

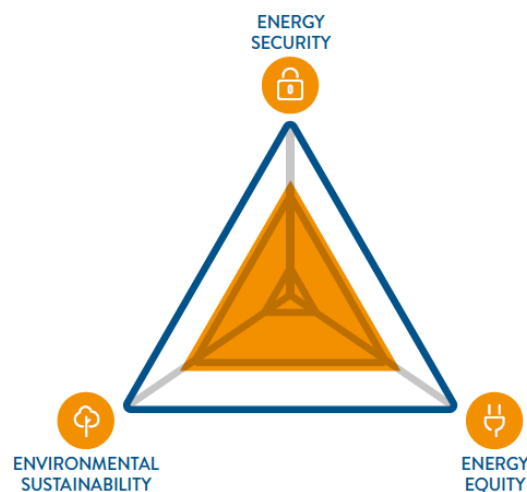


Figura 5. Países con mejor desempeño en sostenibilidad energética

Fuente: World Energy Council -WEC, World Energy Trilemma Index 2019, Londres.

1.1.5. Contexto nacional

El Departamento Nacional de Planeación (DNP) de Colombia, con el apoyo del Banco Mundial y el Fondo Fiduciario de Crecimiento Verde de Corea, elaboró en el año 2017, el estudio: “*Energy Supply Situation in Colombia*”, para contribuir en la construcción de políticas públicas, en el marco de la *Misión de Crecimiento Verde*, liderada por el DNP. El estudio, aborda los temas relacionados con la oferta de energía con enfoque en las FNCER en un esquema de GD para Colombia. El documento presenta el contexto nacional del desarrollo actual de las FNCER, en cuanto a su integración en la matriz energética nacional.

El marco legal que rige la generación de energía eléctrica en Colombia fue establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994 y ha sido desarrollado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en cumplimiento de sus funciones. Adicionalmente, *la Ley 1715/14 promueve la generación de energía eléctrica con FNCER y la GD. La Resolución CREG 030 de 2018, regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de GD en el sistema interconectado nacional (SIN)*. En general, se ha procurado que la regulación aplique de manera genérica, independientemente de las fuentes de energía que se utilicen, sin embargo, en la práctica ha estado orientada hacia las fuentes de energía convencional, en particular la generación hidráulica y térmica, y contempla disposiciones que en varios casos aplican a determinadas tecnologías en particular (DNP, 2017).

La regulación colombiana no ha contribuido de manera categórica al desarrollo de la GD, ya que no es considerada como una actividad presente en la cadena de suministro, a diferencia de la generación centralizada que se constituye como el sistema de generación en el país, sin embargo, este modelo ha cambiado gracias al desarrollo de tecnologías emergentes, principalmente asociadas a las FNCER, que ofrecen nuevas alternativas en el uso de recursos renovables, mínimos costos de operación y mantenimiento, y bajas emisiones de GEI. *El desarrollo de las FNCER a nivel mundial obedece principalmente al impulso de las políticas energéticas y ambientales de muchas naciones, que han promovido la reducción de GEI*, en razón a que las FNCER presentan menos emisiones que la generación de energía eléctrica que involucra la utilización de combustibles fósiles e hidroelectricidad a gran escala.

Por otra parte, *el modelo de la generación de energía eléctrica en Colombia, presenta una configuración centralizada*, que comprende la operación de un grupo limitado de plantas de generación y se caracteriza por ser un sistema que tiende a un modelo de oligopolio, donde existen pocos oferentes en el mercado de generación para abastecer la totalidad de la demanda del servicio eléctrico. Históricamente, *el sistema eléctrico colombiano ha comprometido su estabilidad* por sus propias dinámicas de desarrollo. La crisis energética por las sequías, provocada por el fenómeno de El Niño, durante el gobierno del presidente César Gaviria, entre el 2 de mayo de 1992 y el 7 de febrero de 1993, es una clara manifestación de la vulnerabilidad misma del modelo centralizado, aunado a la *existencia de una matriz eléctrica no diversificada con otras fuentes de generación*. Para contrarrestar los efectos nocivos que trajo consigo la crisis energética, se incorporó al modelo energético, el criterio de seguridad energética mediante la operación de plantas termoeléctricas, bajo la figura del cargo por confiabilidad, y asegurarle a las plantas de generación estabilidad jurídica y económica por estar sujetas a disponibilidad.

En un sistema centralizado con alta dependencia de la hidroelectricidad, *hay un exceso de capacidad de generación a base de recursos térmicos*, en centrales inoperativas, para dar respaldo de generación a las plantas hidráulicas y proveer energía en periodos de sequía, que se transforma en oferta y precios muy volátiles y difíciles de predecir con síntomas de un mercado energético abiertamente especulativo.

Actualmente, *el sistema eléctrico nacional se cimienta en las plantas de generación centralizadas, alimentadas por fuentes hídricas e interconectadas por sistemas de transmisión y distribución, que no logran cubrir gran parte del territorio nacional, que se denomina zonas no interconectadas (ZNI)*⁶. No obstante, la evolución del sistema eléctrico nacional colombiano coincide con las etapas de desarrollo que han tenido los sistemas eléctricos de diversos países, en los que la GD ha logrado encontrar un importante espacio de participación luego de importantes periodos de consolidación de los sistemas eléctricos centralizados.

⁶ Las ZNI se definieron como aquellas áreas geográficas “donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional” (artículo 11, Ley 143 de 1994).

Colombia reportó en el año 2018 una baja participación de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica, representada en 0,1% para sistemas eólicos, 1,3% para PCHs menores a 10 MW y 2,5% para PCHs entre 10 y 20 MW. La generación de energía fotovoltaica, geotérmica y mareomotriz es virtualmente inexistente. La participación de las FNCER en el contexto nacional se cuantificaba en 3,9%, en contraste con las plantas mayores de generación hidroeléctrica, representadas en el 66,6% y las plantas termoeléctricas con el 28,5% (UPME, 2015).

Cabe destacar que *en el primer trimestre de 2019 se adjudicaron 1.299 MW de capacidad efectiva de generación eléctrica por energía fotovoltaica y eólica, incrementando a 9,9% la participación de FNCER en el país*, y el Ministerio de Minas y Energía (MME) aseguró que esta adjudicación garantizaría la energía firme en el 2022 – 2023 (XM, 2019). *Se espera que a 2030, el 15% de la energía provenga de renovables no convencionales*. Así lo explicó la Asociación de Energías Renovables (SER Colombia, 2019). Mantener el incremento de la temperatura mundial por debajo de 2°C durante este siglo no será posible si las energías renovables no crecen a un ritmo seis veces mayor y el sistema energético mundial debe sufrir una profunda transformación para reducir la dependencia de combustibles fósiles (Heubaum, H., & Biermann, F., 2015).

Así mismo, *Colombia en el 2018 presentó una baja participación en la producción energética por COG, representada en el 0,6% para plantas menores a 20 MW y el 0,1% en sistemas por biomasa. La participación de la COG en el contexto nacional tiene una participación marginal del 0,7%, en contraste con las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas* (UPME, 2015).

El modelo energético nacional se emplaza en la seguridad energética, siendo la confiabilidad, el principal factor. La mayoría de proyectos se enmarcan en la generación centralizada, debido a las tecnologías impulsadas por las economías de escala, que permitieron coligar robustos sistemas de generación convencional con vastas redes de interconexión, configurándose en un sistema de suma complejidad; sin embargo, actualmente existen varios factores que potencian la GD en virtud de la transición hacia la sostenibilidad energética.

1.2. Enunciado del problema de Investigación

En la actualidad, *la participación de la GD por sistemas de COG y FNCER en Colombia es limitada*. A pesar de que el país tiene una matriz de generación eléctrica que le brinda confiabilidad y estabilidad; también es cierto que es altamente dependiente de la generación hidráulica y la generación térmica (esta última en menor proporción y solo de forma contingente). Sin lugar a dudas, esto hace que la matriz eléctrica sea muy vulnerable a la incidencia de fenómenos hidrológicos críticos como El Niño. Esto último aunado a un modelo de generación y distribución de energía eléctrica centralizado, dependiente del SIN y, con rasgos oligopólicos pudiendo limitar la participación de nuevos actores, en particular aquellos proclives a ser prosumidores.

Lo anterior, se profundiza por un entorno legal y normativo orientado hacia las fuentes de energía convencional. Aunque si bien, la Ley 1715/14 y sus decretos reglamentarios promueven la transición energética, solo recientemente se han dado los primeros pasos hacia su implementación en virtud de la adjudicación de 1.299 MW de generación eléctrica entre proyectos eólicos y solares en la más reciente subasta para la asignación de obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad 2022-2023, liderada por la UPME. Desde este punto de vista, el verdadero desafío consiste en allanar el camino hacia la diversificación de la matriz eléctrica nacional y, es aquí, donde este documento de investigación pretende compilar información que permitan contextualizar el aporte de la GD por sistemas de FNCER y COG que coadyuven en la formulación de estrategias para la mitigación de los riesgos de vulnerabilidad de la matriz eléctrica.

Antecedentes negativos y positivos hay. Entre los primeros, se encuentra la crisis energética entre los años de 1992 y 1993 a causa de la sequía propiciada por El Niño. Y aunque se diversifico la matriz eléctrica con la incorporación de las centrales de generación termoeléctricas, aun así, la vulnerabilidad de la matriz eléctrica persiste. Entre los segundos, se destacan las experiencias internacionales de países como Dinamarca y Países Bajos que han logrado una matriz eléctrica más robusta y confiable al aumentar de modo importante la contribución de la GD. También está la experiencia de Brasil que ha aumentado la potencia instalada en GD en un

país con alta vocación hidroeléctrica. Entonces, si es posible trascender el desafío de diversificar la matriz eléctrica y, nuevamente, la GD por sistemas de COG y FNCER juega un rol clave en ello. En este sentido, el diagnóstico (las causas y los síntomas) del problema están claros y la solución también lo es. La GD promueve la libre competencia, lo que permite obtener una variación positiva de los precios de la energía que favorece a la demanda. Es importante que la GD tenga un amplio portafolio de tecnologías de generación, lo que le permitirá disminuir la probabilidad de que existan deficiencias en el servicio, con fluctuaciones de los precios, garantizando un suministro energético continuo, confiable y económico.

Colombia puede reestructurar el modelo energético, en torno a la forma como genera, transporta, distribuye y comercializa la energía eléctrica, mediante la implementación de este tipo de sistemas descentralizados con alta repercusión en el desarrollo de la sostenibilidad energética de la nación. La GD por sistemas de COG y FNCER, es una opción para extender la oferta energética del país, ya que permite incrementar la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento energético en el corto, mediano y largo plazo, mediante el uso de recursos renovables, como el sol, el agua, la bioenergía y el viento, así como el aprovechamiento de calor residual de procesos industriales y comerciales. Estos últimos permiten aprovechar entre un 75% y 90% de la energía de una fuente primaria de combustible. La COG es una tecnología probada en el mundo entero, que implica un mejor aprovechamiento del recurso energético, incrementando la eficiencia energética, disminuyendo los costos de transporte y distribución de la energía eléctrica, e incrementando la seguridad en el suministro (OLADE, 2017). A este respecto ¿La GD de energía eléctrica por sistemas de COG y FNCER tendrá una mayor participación en el modelo energético establecido en Colombia? ¿Por qué no?

El sistema energético global se está transformando por las tres tendencias que afectan la oferta y demanda del suministro de energía a un ritmo sin precedentes: seguridad en el suministro energético, acceso universal a la energía y la sostenibilidad ambiental, los cuales conforman el Trilema Energético (TE), y que estimulan la descarbonización, descentralización y digitalización o promoción de las smart grids, del mercado eléctrico en el mundo entero.

En este período de *transición energética*⁷, las naciones han trazado objetivos a largo plazo que conducen al aprovechamiento de las FNCER y las tecnologías de generación y distribución descentralizada de energía eléctrica. Las políticas energéticas y las condiciones del mercado que se adapten con esta transición son fundamentales para atraer a largo plazo inversión e impulsar el progreso en las tres dimensiones del TE. La GD y el almacenamiento de energía, desempeñan un papel preponderante en la transición energética dando como resultado cambios fundamentales en todos los aspectos del suministro, la demanda y el uso de energía (WEC, 2019).

El desempeño de Colombia en sostenibilidad energética bajo la medición del *Índice del Trilema Energético del WEC*⁸, la ubica en el puesto 49 entre 128 países. A pesar de los esfuerzos que Colombia ha realizado en los últimos años de robustecer su sistema eléctrico, todavía presenta alta vulnerabilidad por los fenómenos climáticos extremos, como el fenómeno del niño, aunado a su poca diversificación en fuentes de energía, así como una débil utilización de la infraestructura de la red para integrar la GD. Sin embargo, hay signos positivos ya que el país se ha impuesto objetivos ambiciosos para reducir sus emisiones de GEI y adhirió a su modelo energético las FNCER. Colombia tiene una apuesta importante en este ámbito impulsando en el PEN 2020-2050, con el propósito de no producir más de 266 millones de toneladas de CO₂ en 2030, para cumplir la meta de reducción del 20% del COP21⁹.

Investigar el contexto actual de la GD de energía eléctrica en Colombia mediante el uso de FNCER y COG, le permitirá a esta investigación identificar las barreras regulatorias,

⁷ El concepto de transición energética se define como un cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos. Cada día más países que se comprometen y fijan metas para que en un futuro su matriz sea más limpia y diversa. Esta disposición se debe principalmente a las consecuencias ambientales, climáticas y sociales que ha traído el excesivo uso y dependencia de las fuentes fósiles (WEC, 2020).

⁸ El Índice del Trilema de Energía Mundial 2019, desarrollado por el Centro de Riesgo Global de Marsh & McLennan Companies, Oliver Wyman, y el Consejo Mundial de la Energía, clasifica a 128 países en el desempeño de sus sistemas energéticos nacionales y su capacidad para equilibrar las tres dimensiones del Trilema Energético.

⁹ El primer escenario representa el compromiso de llegar a máximo 266 millones de toneladas de CO₂ equivalente emitidas en el año 2030, lo que equivale a reducir en un 20% en ese mismo año 2030, las emisiones proyectadas en el escenario BAU (Business As Usual).

económicas, técnicas y sociales que impiden la implementación de proyectos energéticos sostenibles y viabilizar el planteamiento de estrategias para impulsar estas iniciativas, en procura del desarrollo del país y su proyección de categoría mundial en sostenibilidad energética.

1.3. Formulación del problema

1.3.1. Pregunta General

¿De qué forma se fortalecería el modelo de sostenibilidad energética de Colombia, si se integra la generación distribuida por fuentes no convencionales de energía renovable y cogeneración?

1.3.2. Preguntas Específicas

Con respecto a la generación distribuida por fuentes no convencionales de energía renovable y cogeneración:

1. ¿Existe en Colombia, suficiente información oficial?
2. ¿El país dispone de amparo legal o normativo para promover su desarrollo?
3. ¿Cuáles serían los tipos de tecnología a implementar más apropiados en Colombia?
4. ¿Cuál sería el análisis costo beneficio de estos sistemas en la oferta energética de Colombia?
5. ¿Cuáles son las barreras de mercado, económicas, tecnológicas/de infraestructura y normativas que impiden su desarrollo en Colombia?
6. ¿Cuáles serían las estrategias para contrarrestar las barreras identificadas, que impiden su avance?
7. ¿Cuál sería el impacto en la oferta de sostenibilidad energética para Colombia, por la integración de este tipo de sistemas de generación?

2. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN

"Primero, tenga un ideal definido, claro y práctico: una meta, un objetivo. Segundo, tenga los medios necesarios para lograr sus fines: sabiduría, dinero, materiales y métodos. Tercero, ajuste todos sus medios para ese fin".

ARISTOTELES

2.1. Objetivo General

Contextualizar la GD por sistemas de cogeneración y energías alternativas en Colombia.

2.2. Objetivos Específicos

1. Identificar los sistemas de GD por COG y FNCER más adecuados para su implementación y desarrollo en Colombia.
2. Presentar un análisis costo beneficio de los sistemas de GD por COG y FNCER en la oferta energética de Colombia.
3. Identificar las barreras de mercado, económicas, tecnológicas/de infraestructura y normativas que impiden el desarrollo de la GD por sistemas de COG y FNCER en Colombia.
4. Proponer estrategias para contrarrestar las barreras que impiden el desarrollo de la GD en Colombia mediante sistemas de COG y FNCER.
5. Identificar el impacto de la GD por COG y FNCER en la oferta de sostenibilidad energética de Colombia.

3. JUSTIFICACIÓN

"Aquel que tiene un porqué para vivir se puede enfrentar a todos los "cómos"".

FRIEDRICH NIETZSCHE

El tema de estudio de esta investigación está relacionado directamente con los objetivos de desarrollo sostenible instaurados por los estados miembros de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y que integran la dimensión de transformación evolutiva que debe tener la sociedad, en procura de su progreso y bienestar, sin que este propósito implique comprometer a las generaciones futuras (Comisión Mundial del Medio Ambiente y el Desarrollo, 1988). Los desafíos del desarrollo sostenible están coligados a los límites del crecimiento, que se manifiestan en cinco grandes tendencias: la industrialización acelerada, el rápido crecimiento de la población, el agotamiento de los recursos naturales, la expansión de la desnutrición y el deterioro del medio ambiente (Meadows, D. H., Meadows, D. L., Randers, J., & Behrens, W. W. 1972).

Contextualizar el estado actual de la GD en Colombia mediante el uso de sistemas de COG y FNCER, permitirá la identificación de las barreras de mercado, normativas, económicas, técnicas y de infraestructura, que impiden la implementación de este tipo de proyectos energéticos que se alinean con los principios de sostenibilidad energética, enmarcados en los ODS, donde se incluye nuevas esferas como el cambio climático, la desigualdad económica, la innovación, el consumo sostenible, entre otras prioridades. A este respecto, el objetivo vinculado a la investigación y que se contextualiza en el estudio, es el ODS 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

La crisis mundial ambiental es consecuencia de la indiferencia de las naciones, que hicieron caso omiso a la progresiva e inminente devastación de su propio entorno. En un planeta regido por un modelo económico depredador y en continua expansión para satisfacer las necesidades de una población en rápido crecimiento (demanda energética, alimentación, vivienda, movilidad, recreación, etc.) y donde prima la generación de riqueza, el agotamiento de los recursos

naturales, y el deterioro del medio ambiente es inexorable. En un modelo de transición energética, el mundo ha optado por el abastecimiento eficiente, renovable y autónomo de los recursos de generación energética. La GD por FNCER y COG es una opción para extender la oferta energética de cualquier país, ya que permite incrementar la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento energético en el corto, mediano y largo plazo, mediante el aprovechamiento de los recursos renovables autóctonos.

La GD es un modelo que debe ser implementado y promovido como una estrategia integrativa y/o complementaria al modelo de generación centralizada. Estos modelos no son ni excluyentes, ni contradictorios. Los dos modelos buscan un mismo objetivo y es satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad. Un mercado eléctrico centralizado, constituido y dominante, que percibe la GD como un modelo inconveniente para el país y que puede afectar la estabilidad del mercado eléctrico, por involucrar nuevos oferentes, debe ser objeto de profundas transformaciones que propicien no solo la innovación tecnológica, sino también la investigación de nuevas fuentes de energía renovables, bajo el esquema de un modelo de sostenibilidad energética que integre la equidad, sustentabilidad ambiental y seguridad energética.

Impulsar la GD por sistemas de COG y FNCER, implica para Colombia seguir un modelo de innovación alineado a la dinámica mundial de transición energética, donde los gobiernos y la comunidad científica legitiman que la solución para disminuir las emisiones de GEI y preservar el medio ambiente se encuentra en proyectos de sostenibilidad energética, enmarcada en los principios de conservación de los recursos naturales, optimización de la eficiencia energética, democratización y confiabilidad en el abastecimiento de energía. Promover la implementación de este tipo de proyectos, será un dinamizador de la economía y un multiplicador de estrategias para el progreso de las comunidades que demandan el recurso energético a lo largo y ancho de la geografía nacional.

Un gran número de comunidades, especialmente comunidades rurales, indígenas y afro descendientes, no cuentan con un servicio eléctrico de calidad o simplemente no disponen de este recurso, pero tienen a su disposición recursos naturales que permiten la GD, promoviendo su desarrollo. *El gran potencial en recursos naturales que presenta el territorio colombiano,*

permite que las energías renovables sean una alternativa para aumentar la capacidad de generación del sistema eléctrico nacional y la energía eléctrica se traduce en bienestar social y progreso económico.

El impulso de la GD en el país, debe contar con la participación activa de los agentes generadores, quienes podrían implementar planes o programas donde se promueva la penetración de las FNCER y la COG, al igual que la generalización de las redes inteligentes, para contar con un sistema que se integre al modelo de sostenibilidad energética vigente, y que deriva en la necesidad de diversificar la matriz de generación eléctrica, la necesidad de incrementar la participación de nuevas fuentes de generación, reducir la vulnerabilidad por la volatilidad de los precios e incrementar la confiabilidad en el suministro. (Ñustes & Rivera, 2016).

Colombia proyecta en los próximos años, alcanzar una mayor participación de mercado en generación de energía fotovoltaica y eólica, al mejorar la viabilidad económica de estos sistemas para sustituir las tecnologías de generación convencionales, instaurando su modelo energético en alineación con los mercados energéticos internacionales emergentes con prospección de precios energéticos más bajos que el proporcionado por los sistemas centralizados (Gómez, Hernández, & Rivas, 2018).

La presente investigación dispuso de los recursos financieros, humanos y de tiempo necesarios para llevarla a cabo ininterrumpidamente, y se sustentó ***en la información primaria de carácter público*** proporcionada por entidades estatales como el MME, MADS, UPME, IPSE, entre otros. Otras fuentes de información relevante para la investigación son los sistemas de información como el SI3EA, SIEL y el SIAC, y diferentes trabajos de investigación, informes y boletines que avalan la calidad en la producción intelectual de varios gremios energéticos como, ASOCODIS, ACOLGEN, SCI, entre otros.

4. DISEÑO METODOLÓGICO

"Si no puede describir lo que está haciendo como un proceso, entonces no sabe lo que está haciendo".

W. EDWARDS DEMING.

Una investigación se define como un conjunto de procesos sistemáticos, críticos y empíricos que se aplican al estudio de un fenómeno o problema (Hernández, Fernández & Baptista, 2014).

El objetivo principal del diseño metodológico es ilustrar cómo se realizará el progreso y la justificación de esta investigación. En este sentido, da una visión acerca de cómo se realizó el trabajo, así como por qué y de qué forma se eligió un método específico. Esta estructura metodológica muestra en forma organizada y precisa, cómo serán alcanzados cada uno de los objetivos específicos propuestos en el presente trabajo de investigación. El método de investigación que sigue el presente trabajo se ilustra en la [Figura 6](#).

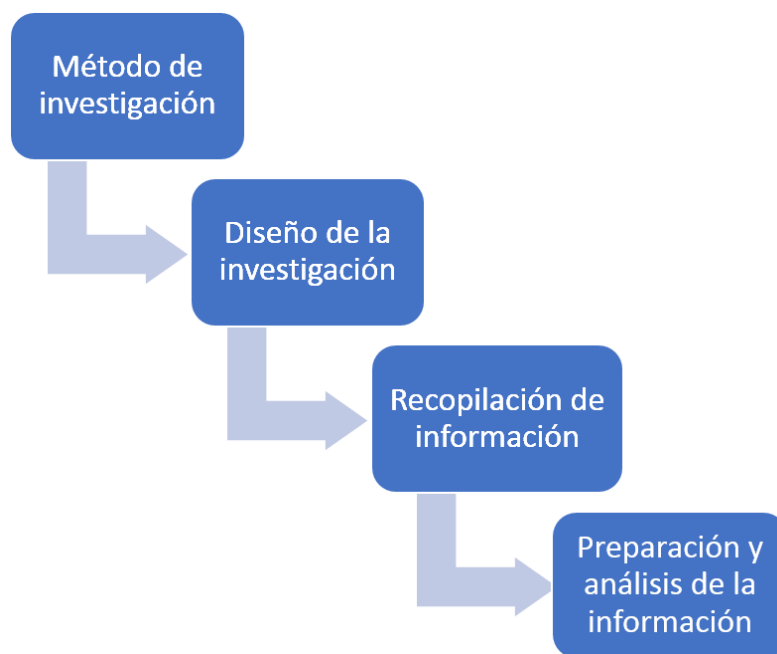


Figura 6. Estructura Metodológica de la investigación

Fuente: Elaboración propia, 2020.

4.1. Método de investigación

Una investigación se hace para 1. Identificar un problema, o bien para, 2. Resolver un problema. Desde estas dos perspectivas, *el enfoque de esta investigación se orienta hacia identificación del problema* a través de su *contextualización* de conformidad con el título de este documento. *La investigación para la identificación del problema se lleva a cabo para ayudar a identificar problemas que quizás no sean evidentes a primera vista, pero que existen o es probable que surjan en el futuro.* No obstante, *la contextualización del problema permite hacer un acercamiento hacia posibles escenarios de solución del problema* de promoción de la GD por COG y FNCER. En este sentido, los *objetivos específicos 1 a 5* abordan la identificación del problema, mientras que los *objetivos específicos 6 y 7* pueden enmarcarse como un acercamiento a la solución del problema y, por tanto, pueden ser utilizados para la toma de decisiones que resolverán problemas específicos.

De conformidad con las restricciones en materia de acceso a la información de carácter publica, oficial y no oficial, según lo expresado en la “*Justificación*” de este documento, *la presente monografía es una investigación de carácter documental, descriptiva, y cualitativa.* Se afirma que es de carácter “documental” en el sentido de que “La investigación documental consiste en un análisis de la información escrita sobre un determinado tema, con el propósito de establecer relaciones, diferencias, etapas, posturas o estado actual del conocimiento respecto al tema objeto de estudio. De acuerdo con Casares Hernández, et al. (1995): “la investigación documental depende fundamentalmente de la información que se obtiene o se consulta en documentos, entendiendo por éstos todo material al que se puede acudir como fuente de referencia, sin que se altere su naturaleza o sentido, los cuales aportan información o dan testimonio de una realidad o un acontecimiento” Según Bernal en su libro “Metodología de la investigación” (Bernal, 2010, pg. 111).

Por tanto, *el enfoque documental* esta puesto en la búsqueda, recopilación, selección, organización, disposición y análisis de la información escrita y sus fuentes para un tratamiento racional del tema en relación con el presente trabajo, con el propósito de establecer relaciones,

diferencias, etapas, posturas o estado actual del conocimiento respecto al tema objeto de estudio (Bernal, 2010, pg. 111).

Así mismo, una de las ventajas del *enfoque descriptivo y cualitativo* de este tipo de investigación es que permite que el desarrollo teórico guíe la recopilación, el análisis de datos, y las conclusiones que se extraerán de las preguntas de formulación del problema y de los objetivos de investigación. La teoría proporciona una guía sólida para determinar qué datos recopilar y las estrategias para analizar los datos. Por lo tanto, antes de que se ejecute la recopilación de datos, es importante desarrollar una teoría (Yin, 2009, pág. 36). La teoría es lo básico para una investigación descriptiva y, por lo tanto, la revisión de la literatura es un factor importante de esta investigación.

A juicio del autor, al ser una investigación de carácter “*documental, descriptiva y cualitativa*” no requiere hipótesis de investigación. Para ello se apoya esta afirmación de conformidad con lo que establecen, por un lado Bernal y, por otra parte, MT. Icart Isern y J. Canela Soler. Así: Según Bernal en su libro “Metodología de la investigación” (3ª Edición, pág. 136) afirma que “...se formulan hipótesis en las investigaciones que buscan probar el impacto que tienen algunas variables entre sí, o el efecto de una rasgo o variable en relación con otro(a). Básicamente son estudios que muestran la relación causa/efecto”.

Para MT. Icart Isern y J. Canela Soler, en su trabajo “El uso de hipótesis en la investigación científica” (Elsevier Vol. 21. Núm. 3. Páginas 172-178 (Febrero 1998)) afirma que “Es importante insistir en que la clase de objetivos es clave para valorar la pertinencia de la/s hipótesis. El papel de la hipótesis consiste en guiar en la selección y definición de la metodología a utilizar. Es este sentido, los estudios descriptivos cuyo objetivo esencial es la recogida de información no requieren de hipótesis, mientras los estudios analíticos cuyo objetivo es la investigación de relaciones causales precisan de hipótesis que permitan establecer la base para las pruebas de significación estadística.”

4.2. Diseño de la investigación

Un diseño de investigación es la lógica que vincula los datos que se recopilarán y las conclusiones que se extraerán con base en la formulación del problema y los objetivos de investigación (Yin, 2009 pg.40). Como se mencionó anteriormente, esta investigación es documental, descriptiva y cualitativa. La ventaja de este tipo de investigación es que se beneficia del desarrollo previo de proposiciones teóricas para guiar la recopilación y el análisis de datos y, en donde, la teoría proporcionará una guía sólida para determinar qué datos recopilar y las estrategias para analizar los datos. Por lo tanto, antes de ejecutar la recopilación de datos real, es importante desarrollar una teoría (Yin, 2009, p.36).

La teoría es de alguna manera lo básico y, por lo tanto, la revisión de la literatura es un factor importante de esta investigación. La [Figura 7](#) muestra de forma gráfica la configuración del diseño de esta investigación.

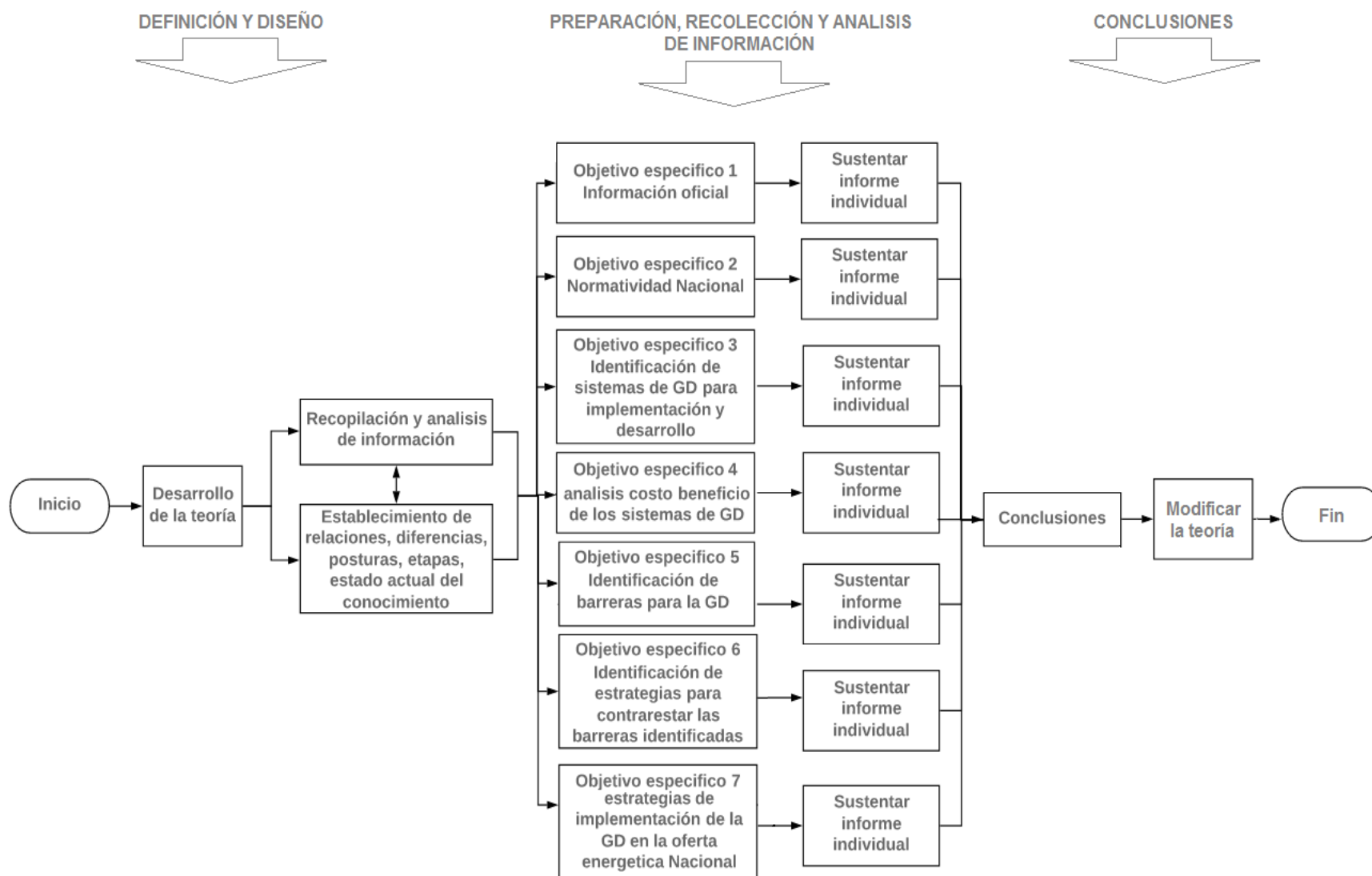


Figura 7. Diseño de la investigación

Fuente: Elaboración propia, 2020.

4.3. Recopilación de Información

La recopilación de información es crucial en toda investigación. Este proceso permite acumular material empírico en el que se basa esta investigación. Según Yin (2009, p. 39), hay seis fuentes importantes: 1. documentación, 2. registros de archivo, 3. entrevistas, 4. observación directa, 5. observación participante y, 6. artefactos físicos. Generalmente se pueden dividir en dos categorías: datos primarios; y datos secundarios. Es de anotar que, *el desarrollo de la investigación esta soportada en datos secundarios publicados* los cuales están disponibles en forma de material publicado conforme se ilustra en las [Figuras 8 y 9](#).



FUENTES GENERALES

- Benavides, J., Cadena, Á., & González, J. J. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura descentralizada.
- Cortés, S., & Arango Londoño, A. (2017). Energías renovables en Colombia: una aproximación desde la economía.
- Duque, C., Marmolejo, E. F., & de Torres, M. T. R. (2004). Análisis de prospectiva de la generación distribuida (GD) en el sector eléctrico colombiano.
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (2013). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia.
- Güiza-Suarez, L., Rodas, J., Cifuentes-Guerrero, J., & González, J. (2019). Energías renovables no convencionales y cambio climático: Un análisis para Colombia. Universidad del Rosario.
- Gómez, V. A., Hernández, C., & Rivas, E. (2018). La Influencia de los Niveles de Penetración de la Generación Distribuida en los Mercados Energéticos. Facultad de ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Mantilla-González, J. M., Duque-Daza, C. A., & Galeano – Urueña, C. H. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano.
- Quintero, S. X. C., & Jiménez, J. D. M. (2013). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico.

Figura 8. Información secundaria publicada – Fuentes generales

Fuente: Elaboración propia, 2020.

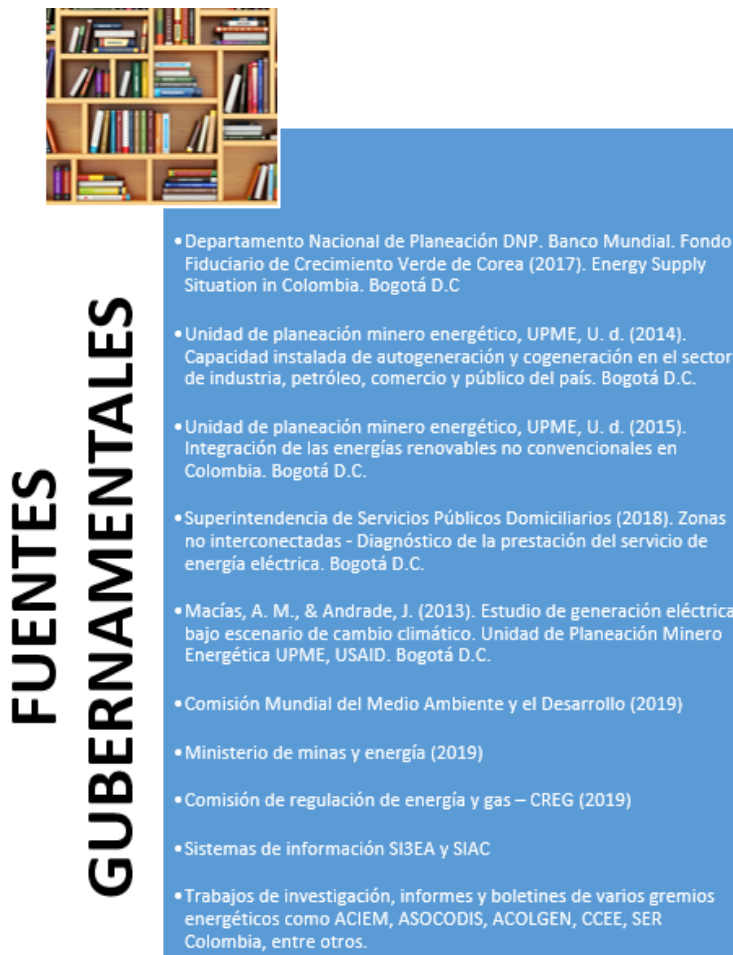


Figura 9. Información secundaria publicada – Fuentes gubernamentales

Fuente: Elaboración propia, 2020.

4.4. Preparación y análisis de la Información

El análisis de la información es la tarea más difícil puesto que consiste en examinar, clasificar, tabular, probar o, de otro modo, recombinar evidencia, para sacar conclusiones basadas empíricamente. La información se analizó en base en el conocimiento que se recopiló a través de la revisión de la literatura.

El objetivo principal de este estudio fue encontrar respuestas a las preguntas en la formulación del problema de investigación teniendo como base el marco teórico y conceptual.

Esto dio lugar a algunos hallazgos y el planteamiento de sugerencias.

5. MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL

“Si la política es el arte de lo posible, la investigación es sin duda el arte de lo soluble. Ambas son asuntos de mentalidad inmensamente práctica”.

PETER BRIAN MEDAWAR.

5.1. Antecedentes de la investigación

Güiza-Suarez, L., Rodas, J., Cifuentes-Guerrero, J., & González, J. (2019), en su trabajo: *“Energías renovables no convencionales y cambio climático: Un análisis para Colombia”*, presenta un valioso aporte sobre como la sociedad asentada en un planeta de recursos limitados, ha asumido el concepto de desarrollo como crecimiento económico, lo que ha derivado en un progresivo cambio de las condiciones del clima, y que le ha impuesto a la humanidad el peligro de extinción atribuido a otras especies. Esta publicación analiza el problema global del cambio climático desde una perspectiva técnica y jurídica que busca contribuir a la formulación de políticas públicas e inspirar el desarrollo de proyectos e investigaciones que promuevan el uso de energías no convencionales en modelos energéticos de GD para Colombia.

El documento titulado: *“Zonas no interconectadas – ZNI, diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica”* (2018), muestra la actualidad normativa y las principales características generales de las ZNI. Así mismo, se presentan los inconvenientes y avances encontrados en la inspección, vigilancia y control a la prestación de este servicio público domiciliario, con el fin de identificar los planes, programas y proyectos implementados en las ZNI que utilizan FNCER, presentados por la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, haciendo énfasis en el seguimiento de su sostenibilidad y oportunidades de mejora.

Un trabajo de López Espada, J. M. (2018), tiene por título: *“Generación distribuida: tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento de energía”*. Se trata de un trabajo que da a conocer algunas de las tecnologías de GD y el almacenamiento de energía eléctrica, así como sus costos, eficiencias e impactos ambientales.

El estudio: “*Energy Supply Situation in Colombia*” (2017), presenta el contexto mundial y nacional del desarrollo actual de las FNCER, en cuanto a su penetración en la matriz eléctrica y se hace una síntesis de los principales estudios que se han realizado en el país sobre este tema, con el propósito de examinar las principales barreras institucionales, económicas, regulatorias y tecnológicas.

Suárez Monroy, H. C. (2017), en su investigación: “*Metodología de Remuneración para la Generación Distribuida en Colombia*”, propone establecer una metodología de remuneración para la GD en las ZNI y nace de la necesidad de integrar las tecnologías relacionadas a las GD en las redes de distribución de baja y media tensión, con el fin de promover el uso de energías limpias en los sistemas no interconectados. El estudio plantea una clasificación basada en la cantidad de energía que una central de GD genera y se formula un marco tarifario en las ZNI.

Una investigación de Rojas Botero, C. F. (2016), tiene por título: “*Imperfecciones en el mercado eléctrico colombiano y comportamientos estratégicos de los agentes: un análisis desde la Teoría de juegos para el mercado spot*”, tiene como propósito corroborar si la estructura actual del mercado eléctrico, crea incentivos o presenta imperfecciones, que permitirían a los agentes maximizar sus utilidades y evidenciar la existencia de oligopolios que permite a los agentes aprovechar su posición dominante para apropiarse de parte del beneficio de los usuarios, generando pérdidas irrecuperables de eficiencia en el mercado eléctrico. En este estudio se puede evidenciar como la participación de un número limitado de oferentes configura al modelo energético centralizado en un esquema con características estructurales de oligopolio.

Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Giraldo-Ocampo, J. D. (2015), en su trabajo titulado: “*Geospatial levelized cost of energy in Colombia: GeoLCOE*”, presenta una herramienta de cálculo geoespacial, GeoLCOE, para estimar el costo nivelado de energía (LCOE) de múltiples tecnologías de generación de energía en Colombia. Esta herramienta está diseñada para realizar una evaluación técnica y económica de nuevos proyectos de generación, en el territorio nacional. Esta herramienta calcula el LCOE de tecnologías para múltiples ubicaciones basadas en datos geoespaciales de recursos energéticos, proporcionando información útil para la planificación de la expansión del sistema eléctrico nacional.

Macías, A. M., & Andrade, J. (2013), en su trabajo: “*Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático*”, expone los resultados de la simulación de la operación del sistema de interconexión nacional, bajo condiciones hidrológicas de cambio climático y se presentan los efectos sobre el precio de la energía eléctrica, riesgo de racionamiento y emisiones de GEI.

Se revisó el documento titulado: “*Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país*” (2014), que tiene como propósito actualizar el inventario de autogeneración y cogeneración para tres grandes sectores de la economía como son el sector de industria, petróleos y el comercio y público. De manera complementaria, los resultados del estudio se consideran muy útiles a la luz de las necesidades de análisis y reglamentación de lo establecido en la Ley 1715 de 2014, la cual tiene como objetivo promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, de carácter renovable en el sistema energético nacional.

Una investigación corresponde a Quintero, S. X. C., & Jiménez, J. D. M. (2013) en su artículo titulado: “*Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico*”. En este artículo se describe aspectos técnicos, económicos y propuestas regulatorias relacionadas con la inclusión de la GD en sistemas de potencia eléctrico colombiano. Estos aspectos son vinculados en un modelo bajo el concepto de teoría de retroalimentación y relaciones causa-efecto propios de la metodología dinámica de sistemas (DS). Este modelo pretende ser el insumo para la creación de un ambiente simulado que permite evaluar la conveniencia de varias alternativas regulatorias y poder escoger la que mejor se adapte a las condiciones técnicas, climáticas y económicas.

García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (2013), en su trabajo: “*Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia*”, contribuye con valiosos elementos para la discusión de política pública sobre el desarrollo de las energías renovables y su potencial implementación en Colombia. Se establece una metodología de cálculo de los costos económicos y sociales de la generación de energía eléctrica en Colombia a partir de tecnologías

tradicionales (centrales térmicas, centrales hidroeléctricas) y fuentes renovables no convencionales (hídricas a filo de agua, eólica, geotérmica y cogeneración con biomasa).

Una investigación de *Santa María, M., Von Der Fehr, N. H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O., & Schutt, E.* (2009), titulada: “El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores”, estudio auspiciado por Fedesarrollo, abordó el funcionamiento del mercado de energía eléctrica, enfatizando la formación y evolución de los precios y cómo ellos responden o no a las variables del mercado energético, y su impacto en la competitividad de la economía. En este estudio se presenta una discusión sobre la identificación de debilidades y una propuesta de mejoras al modelo energético.

Valencia, Quintero (2008), en su artículo titulado: “*Generación distribuida: democratización de la energía eléctrica*”, establece que “*La tecnología disponible para proyectos de GD incluye todo tipo de energías renovables (fotovoltaica, aerogeneradores, mini hidráulica, biomasa, mareo motriz y geotérmica, ... el aumento de la eficiencia, la disminución de las pérdidas del transporte, la posibilidad del uso de combustibles renovables o menos contaminantes como el gas natural, convierten la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales*” (p.108).

Un trabajo de *Mantilla-González, J. M., Duque-Daza, C. A., & Galeano-Urueña, C. H.* (2008), lleva por título: “*Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano*”. Se trata de un artículo que presenta un análisis de la conveniencia que implica la implementación de sistemas de GD en Colombia. Se exploran diferentes experiencias de adopción de este esquema de generación en varios países, destacado los resultados económicos, ambientales, y de mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico. Se concluye acerca de la posibilidad de implementación de GD y el marco normativo para el desarrollo de tecnologías de generación energética mediante energías renovables y cogeneración. ***Este trabajo se relaciona con la investigación planteada, ya que permite tener la visión de hacer una década de la GD y sus barreras regulatorias, económicas, técnicas y sociales que ha impedido su desarrollo en los últimos años.***

5.2. Contexto de la GD en el modelo energético nacional

Un modelo energético se puede definir como el modo específico en que la sociedad aprovecha los recursos energéticos para la satisfacción de sus necesidades. Es una construcción histórica y, por lo tanto, influyen en su conformación diferentes factores que interactúan y se articulan: geográficos (dotación de recursos y/o distancia de los proveedores), tecnológicos (tipo y eficiencia de los sistemas y/o tecnologías), económicos (estructura productiva, mercados energéticos y precios relativos), políticos (carácter estratégico y rol social de la energía) y culturales (pautas de consumo).

La firma Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., bajo su sigla XM, en su informe de operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano, publicado en diciembre de 2019, proporcionó información sobre la situación actual, evolución y comportamiento del mercado eléctrico nacional. Dentro de la información presentada en este informe, se realizó la descripción general del parque generador eléctrico, el aporte de cada una de las tecnologías, la participación de los agentes y la proyección de demanda más reciente. A continuación, se presenta los resultados más relevantes del informe y que revisten *gran utilidad para esta investigación*:

5.2.1. Capacidad efectiva de potencia eléctrica nacional

Esta variable energética hace referencia a la potencia eléctrica instalada, expresada en Megavatios (MW), y es el resultado de la sumatoria de las potencias individuales de las plantas de generación disponibles en el país y que son susceptible de generar energía eléctrica. ***La capacidad efectiva de potencia eléctrica para el año 2019 es de 17.462 MW.*** Al comparar la capacidad con la registrada ***en el 2018, de 17.312 MW***, se observa un crecimiento de 149,8 MW (XM, 2019).

En la [Tabla 1](#) se presenta la capacidad instalada diferenciada por tipo de sistema y su participación porcentual respecto a la capacidad total.

Tabla 1.

Capacidad efectiva del SIN por sistemas de generación eléctrica - 2019

Hidráulicos	11.041	63,22%
Térmicos	5.102	29,21%
Gas	1.962	11,23%
Carbón	1.619	9,27%
Combustóleo	272	1,55%
ACPM	926	5,30%
Jet1	44	0,25%
Gas-Jet A1	279	1,59%
Menores	1.064	6,09%
Hidráulicos PCHs	860	4,92%
Térmicos	178	1,01%
Eólica	18	0,10%
Solar	8	0,04%
Cogeneradores	149	0,85%
Autogeneradores	106	0,60%
Total SIN	17.462	100%



Nota. Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2019. Datos expresados en MW. La mayor capacidad efectiva es 63,22% y se asocia a los sistemas centralizados hidráulicos con potencias mayores de 20 MW.

5.2.2. Generación de energía eléctrica nacional

Esta variable energética hace referencia a la energía eléctrica anual generada en el país, expresada en Gigavatios hora al año (GWh/año), y es el resultado de la sumatoria de la energía generada individualmente en un año, por las plantas disponibles y despachadas, es decir, que tienen la autorización o potestad de energizar el SIN. **La generación de energía eléctrica para el año 2019, se cuantificó en 70.115 GWh/año.** Al comparar la generación con la registrada en el 2018, equivalente a 68.948 GWh/año, se observa un crecimiento de 1.167 GWh/año.

La proyección de la generación de energía eléctrica realizada por la UPME, **pronostica para el año 2030, en un escenario medio 98.563 GWh/año** de demanda de energía, y que corresponde a una tasa de incremento anual del 3 % (UPME, 2018).¹⁰

En Colombia, la generación de energía eléctrica está configurada en un sistema centralizado con alta dependencia del SIN y varios sistemas locales aislados en las ZNI.

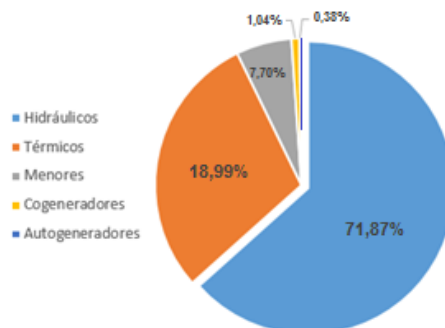
¹⁰ Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la UPME realiza anualmente una revisión del Plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión. El último informe corresponde al “Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2017 – 2031”. UPME, 2018.

La [Tabla 2](#) presenta la generación de energía eléctrica anual, diferenciada por tipo de sistema y su participación porcentual respecto al total de energía eléctrica generada (XM, 2019).

Tabla 2.

Energía eléctrica anual generada al SIN por tipo de planta - 2019

Hidráulicos	50.394	71,87%
Térmicos	13.319	18,99%
Menores	5.402	7,70%
Hidráulicos PCHs	3.981	5,67%
Térmicos	1.246	1,77%
Eólica	63	0,08%
Solar	112	0,16%
Cogeneradores	732	1,04%
Autogeneradores	268	0,38%
Total SIN	70.115	100%



Nota. Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2019. Datos expresados en GWh/año. La mayor participación en la generación es por sistemas centralizados hidráulicos con capacidades mayores de 20 MW de potencia eléctrica. La tasa de incremento anual de energía eléctrica corresponde a 1,69 %

5.2.3. Categorización de las ZNI

La dirección técnica de gestión de energía de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, entidad adscrita de la Superintendencia de Servicios Públicos (Superservicios), con información suministrada por el IPSE, realizó un diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en el año 2018 en las ZNI.

En la [Tabla 3](#) se observa la información de generación eléctrica y cobertura del servicio, donde pudo establecer que *el 51 % del territorio nacional esta categorizado como ZNI* e involucra a 70 municipios y 218.000 usuarios que no disponen del recurso energético en igualdad de condiciones de calidad y seguridad energética de las que ofrece el SIN.

Asimismo, se determinó *una capacidad efectiva de generación eléctrica de 241 MW, correspondiente al 1,38 % de la capacidad efectiva del SIN*, establecida en 17.462 MW (XM, 2019), de los cuales 7,2 MW corresponde a generación eléctrica con FNCER y 233,8 MW a generación con combustibles, principalmente A.C.P.M. La prestación del servicio de energía

eléctrica en las ZNI sigue siendo un reto en materia de sostenibilidad técnica, económica, social y ambiental (IPSE, 2018).

Tabla 3.

Categorización de la capacidad de generación eléctrica y cobertura del servicio en las ZNI

Concepto	Valor
Porcentaje del Territorio Nacional	51%
Municipios	70
Cabeceras Municipales	36
Localidades codificadas	1.697
Usuarios	218.401
Prestadores con localidades codificadas	65
Capacidad operativa	241 MW
Capacidad operativa fuentes renovables	7,2 MW

Nota. Fuente: Superservicios. Zonas no interconectadas – ZNI., *Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica. Basado en los datos suministrados por el IPSE, 2018.*

La [Figura 10](#) presenta un mapa que indica la confluencia de los municipios que hacen parte de las zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC) y las ZNI, del cual se determina que el 61% del total de municipios de ZNI son ZOMAC (Superservicios, 2018).

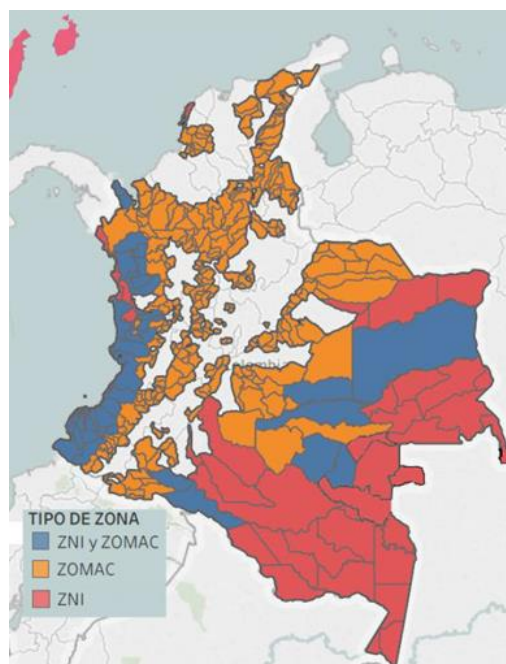


Figura 10. Confluencia entre municipios ZOMAC y ZNI

Fuente: Superservicios. Zonas no interconectadas – ZNI., *Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica, 2018.*

5.2.4. Participación de los agentes en la generación de energía eléctrica

En la oferta energética nacional participan los agentes generadores quienes se configuran bajo el esquema de empresas de servicios públicos (E.S.P.) donde el estado les otorga la facultad para generar la energía eléctrica para ser transportada, distribuida y suministrada a los usuarios finales a través del sistema de interconexión. La [Tabla 4](#) muestra la participación de los agentes en la generación de energía eléctrica para el mes de diciembre de 2018 (XM, 2019).

Tabla 4.

Participación de los agentes en la generación de energía eléctrica

Agente	Participación [%]
EMGESA S.A. E.S.P.	24.64%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.	22.00%
ISAGEN S.A. E.S.P.	16.36%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	10.88%
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	5.91%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	4.34%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	3.03%
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	2.87%
ZONA FRANCA CELSIA S.A E.S.P.	2.32%
OTROS AGENTES	7.65%
Totales	100%

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2019.

5.2.5 Aspectos generales de la GD en Colombia

El último estudio relacionado con la GD en Colombia, fue desarrollado por la UPME en el año 2014, denominado: **“Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país”**, tuvo como propósito, actualizar el inventario de autogeneración y cogeneración para tres grandes sectores de la economía.

La importancia de este documento en la presente investigación, es fundamental, ya que permite establecer una línea base del contexto nacional de la GD, que se ampara en los datos oficiales reportados por el gobierno nacional en su último estudio, y cuyos resultados, al ser cotejados con la información actual, permite hacer un análisis de la repercusión del modelo descentralizado de generación de energía eléctrica, la evolución en los últimos seis años y el

impacto en el sistema energético del país (UPME, 2014). Las observaciones principales estudio se resumen a continuación:

5.2.5.1 Autogeneración (AG) en el sector industrial y de petróleo

- a) La capacidad instalada de AG es 234 MW para el sector industrial y 955 MW para el sector de petróleo, representando el 19,6 % y 80,4 % del total reportado (1.193,1 MW), y se da principalmente en las industrias de intensidad energética alta, con potencias que promedian el rango de 1 MW a 12,9 MW.
- b) La capacidad de los sistemas de AG son: AG mayor a 20 MW (11 %), AG de 10 a 20 MW (21 %), AG de 5 a 10 MW (32 %) y AGPE menores de 5 MW (37 %).
- c) La tecnología predominante en los sistemas de AG del sector industrial y de petróleo son los motores de combustión interna (49 %), turbinas de gas (12 %) y turbinas de vapor (10 %). empleando en su mayoría energéticos no renovables como el gas natural, carbón y A.C.P.M.
- d) El 29 % de la AG, específicamente para el sector industrial, utiliza recursos hídricos mediante la operación de PCHs, configurándose en la categoría de FNCER, con una capacidad instalada de 67,8 MW.
- e) La capacidad instalada de AG asociada a FNCER para el sector industrial es 76,3 MW y equivale al 6,39 % del total reportado (1.193,1 MW). Para el sector de petróleos las FNCER en la AG son virtualmente inexistentes, representando 0,5 MW de la capacidad total.
- f) Los departamentos que concentran la actividad industrial son, Bolívar, Antioquia, Valle del Cauca y Cundinamarca, con el 71 % de la capacidad instalada de AG.
- g) Como razones principales para la instalación de AG, los industriales participantes del estudio citaron, el mejoramiento de la confiabilidad (continuidad) y de la calidad del suministro del servicio de energía eléctrica.

5.2.5.2 Cogeneración (COG) en el sector industrial y de petróleo

- a) La capacidad instalada de COG es 596,7 MW para el sector industrial y 151 MW para el sector de petróleo, representando el 79,8 % y 20,2% del total reportado (747,7 MW), y se encuentra principalmente en Valle del Cauca (55 %), Bolívar (9 %), Cauca (9 %), Atlántico (7 %) y Antioquia (6 %).
- b) La capacidad de COG asociada a FNCER para el sector industrial es 248,1 MW y equivale al 38 % del total reportado (747,7 MW), esto debido al uso de biomasa residual utilizada principalmente en los ingenios azucareros. Para el sector de petróleos, no se reportó generación con FNCER para la COG y AG.
- c) En los sistemas de COG predominan las turbinas de vapor, empleando en su mayoría biomasa y carbón como energéticos primarios, representando el 60 %, seguida de turbinas de gas utilizando en su mayoría gas natural (30 %) y los motores de combustión interna tomando como fuente primaria, gas natural y A.C.P.M (10%).
- d) La capacidad instalada de COG del sector industrial son: mayores a 20 MW (24 %), de 10 a 20 MW (24 %), de 5 a 10 MW (16 %) y menores de 5 MW (35 %).
- e) Para el caso de la COG, las motivaciones principales por parte de los industriales, para instalar este tipo de sistemas son en su orden: la calidad de la energía generada en sitio y la viabilidad de la venta de excedentes a la red.
- f) Solo se identificaron excedentes energéticos en el sector industrial, por procesos de COG, equivalentes a 77,3 MW. El sector de petróleo, declaró no tener excedentes y no estar interesado venderlos en el futuro al SIN.

5.2.5.3 AG y COG en el sector comercial, público y otros

- a) La AG en los establecimientos comerciales, entidades públicas, hoteles y hospitales solo se cuantificó en 4,1 MW y no se identificaron proyectos de COG. Las causas mencionadas en

el estudio son las siguientes: (i) altos períodos de retorno de la inversión, (ii) en las entidades públicas, dificultades para la asignación presupuestal de la inversión en éste tipo de proyectos, (iii) barreras en comercializadores y operadores de red obtener el contrato de energía de respaldo y (iv) diseños inadecuados en edificaciones existentes que impiden el aprovechamiento de FNCER, especialmente de fotovoltaica.

- b) En los sectores comercial, público, hoteles y hospitales, los resultados del estudio muestran muy bajo conocimiento de FNCER (sus tecnologías, costos e incentivos tributarios) y de la estructuración de proyectos de AG y COG, lo cual genera incertidumbre en su aprovechamiento.
- c) La capacidad instalada en FNCER es mínima. Solamente se reportan algunos proyectos solitarios de energía solar fotovoltaica en grandes superficies y un proyecto de cogeneración en un hotel.

En la [Tabla 5](#) se resume los resultados de la capacidad instalada para cada uno de los sectores objeto del estudio, desagregados en AG y COG.

Tabla 5.
Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en Colombia 2014

Sector	Autogeneración (MW)	Cogeneración (MW)	Total (MW)
Industria	234,0	596,7	830,7
Petróleo	955,0	151,0	1.106,0
Comercial/Público y otros	4,1	-	4,1
Total	1.193,1	747,7	1.940,8

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por la UPME. *Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país, 2014.*

5.2.6 Capacidad efectiva de potencia eléctrica asociada a FNCER y COG en el SIN

La capacidad de la GD de energía eléctrica por FNCER y COG, objeto de la investigación, corresponde a la sumatoria de la potencia eléctrica de las plantas menores a 20 MW con FNCER, la AG con plantas menores a 1 MW con FNCER y el total de las plantas de COG, dando como resultado 1.362,4 MW, que corresponde al 8,79%, al ser cotejado con la capacidad efectiva del SIN para el año 2014, cuantificada en 15.489 MW (UPME, 2014).

Del total reportado 603,3 MW corresponde exclusivamente a la GD por PCHs y al único parque eólico operativo de Colombia (Jepirachi, Guajira), ambos sistemas enmarcados en la categoría de plantas menores de 20 MW mediante FNCER. La capacidad efectiva restante de GD corresponde a 747,7 MW por COG y 11,4 MW por AG mediante la operación de plantas menores a 1 MW, exclusivamente asociada a PCHs (UPME, 2014).

En la [Tabla 6](#) se presenta la capacidad efectiva de GD por FNCER y COG en Colombia para el año 2014 y la capacidad transferida al SIN.

Tabla 6.

Capacidad instalada y capacidad efectiva transferida de GD por FNCER, AG y COG - 2014

SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2014	CAPACIDAD INSTALADA TOTAL 2014	CAPACIDAD EFECTIVA TRANSFERIDA AL SIN - 2014	PORCENTAJE CAPACIDAD TRANSFERIDA AL SIN - 2014
Generación Distribuida plantas menores FNCER	603,3 MW	584,9 MW	3,77 %
Generación Distribuida por COG	747,7 MW	77,3 MW	0,49 %
Generación Distribuida por AG con FNCER	11,4 MW	-	0 %
TOTAL GD por FNCER y COG	1.362,4 MW	662,2 MW	4,27%

Nota. Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por la UPME. *Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país*, 2014. Capacidad efectiva total 2014: 15.489 MW.

Teniendo como propósito determinar la evolución de la GD por FNCER y COG en los últimos 5 años, la [Tabla 7](#) suministra información de la capacidad efectiva que los sistemas de GD le transfirieron al SIN en el año 2019, y su porcentaje respecto al total nacional. La

capacidad efectiva del SIN para el año 2019, tuvo un incremento del 12,73 % respecto al año 2014, adicionando en los últimos 5 años 1.973 MW a la oferta energética nacional, alcanzando 17.462 MW lo que muestra un aumento promedio anual del 2,54 %. De esta capacidad, 1.050,9 MW que corresponde al 6,01%, se transfirieron al SIN, de los cuales, la plantas menores a 20 MW con FNCER aportaron 886 MW, las plantas de COG 149 MW y la AG con FNCER 15,9 MW (XM, 2019).

En la actualidad no se cuenta con la información de la capacidad instalada de los sistemas de GD, ya que el último estudio que determinó el inventario de la AG y COG para el sector de industria, petróleo, comercio y público del país, fue realizado por la UPME en el año 2014, siendo solo posible disponer de los datos de la capacidad transferida al SIN, contenidos en el informe de operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano de XM para el año 2019. En este documento solo se reporta lo correspondiente a la entrega de excedentes de energía eléctrica al sistema de interconexión, determinando solo la potencia eléctrica que le transfieren los sistemas de GD por AG y COG, pero siendo imposible determinar la potencia eléctrica asociada al autoabastecimiento energético que le proveen estos sistemas a sus respectivos usuarios prosumidores.

Tabla 7.

Capacidad efectiva transferida de GD por FNCER y COG - 2019

SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGIA ELÉCTRICA 2019	CAPACIDAD INSTALADA TOTAL 2019	CAPACIDAD EFECTIVA TRANSFERIDA AL SIN - 2019	PORCENTAJE CAPACIDAD TRANSFERIDA AL SIN - 2019
Generación Distribuida plantas menores FNCER	n.d	886,0 MW	5,07 %
Generación Distribuida por COG	n.d	149,0 MW	0,85 %
Generación Distribuida por AG con FNCER	n.d	15,9 MW	0,09 %
TOTAL GD por FNCER y COG	n.d	1.050,9 MW	6,01%

Nota. Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2019. La información de la capacidad instalada de la GD para el año 2019 por tipo de sistema no está disponible. Capacidad efectiva total del SIN 2019: 17.462 MW.

Es importante enfatizar que a partir de marzo 2016 ingresó a la generación del SIN un nuevo tipo de generación, la autogeneración (AG), la cual ingreso al mercado gracias a la flexibilización de requisitos otorgada por la Resolución CREG 026 de 2016 (XM, 2017).

En la [Tabla 8](#) se presenta la variación que ha experimentado la capacidad efectiva de GD por FNCER y COG en Colombia en el periodo 2014-2019, donde se puede observar el incremento que estos sistemas presentaron en los últimos 5 años.

Tabla 8.
Variación de la capacidad efectiva de GD por FNCER y COG (2014 – 2019)

SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGIA ELÉCTRICA	CAPACIDAD TRANSFERIDA AL SIN - 2014	CAPACIDAD TRANSFERIDA AL SIN - 2019	VARIACIÓN 2014 - 2019	PORCENTAJE CAPACIDAD EFECTIVA AL SIN - 2019
GD plantas menores FNCER	584,9 MW	886,0 MW	+ 51,4 %	5,07 %
GD por COG	77,3 MW	149,0 MW	+ 92,7 %	0,85 %
GD por AG con FNCER	-	15,9 MW	+ 159 %	0,09 %
TOTAL GD por FNCER y COG	662,2 MW	1.050,9 MW	58,6%	6,01 %

Nota. Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por la UPME y XM. *Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país, 2014. Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano, 2019.* Capacidad efectiva total 2019: 17.462 MW.

La GD por FNCER en plantas menores a 20 MW tuvo un incremento del 51,4%. Desde el año 2014 la capacidad ha experimentado un aumento de 301 MW, situándose en 886 MW, que representan el 5,07% de la capacidad eléctrica nacional. Es importante destacar que el 80,8 % de las plantas menores a 20 MW corresponde a PCHs y se constituye en el modelo energético de GD con FNCER establecido en Colombia, en la actualidad (XM, 2019).

Para el 2019 la participación de la GD por AG con FNCER, corresponde al 0,09% de la oferta energética nacional y se espera una mayor participación de la AG con FNCER en el mercado eléctrico nacional, sustituyendo gradualmente el uso de combustibles, ya que en la actualidad los sistemas de AG, asociados a sistemas térmicos, comprenden en promedio el 85% (XM, 2019).

La participación de la COG en el SIN ha experimentado un incremento en los últimos años, al pasar de 77,3 MW en el 2014 a 149 MW en el 2019, sistema que aporta el 0,85% de la oferta energética nacional. La participación de los sistemas de COG en el SIN, se debe gracias a la operación de 14 empresas, incluidas 11 de 14 ingenios azucareros, que utilizan biomasa como principal fuente de energía, lo cual representa el 98,6% de la COG nacional y se concentra en las siguientes firmas: 8 en Valle del Cauca (Carmelita, Manuelita, Pichichi, Riopaila, Castilla, Mayagüez, San Carlos, Providencia), 2 en Risaralda (Ingenio Risaralda, Papeles Nacionales), 2 en Cauca (La Cabaña, Incauca), 1 en Antioquia (Coltejer) y 1 en Meta (Bioenergy) (XM, 2019).

La expansión del parque de generación de energía eléctrica mediante el mecanismo de energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), es un instrumento o esquema de remuneración, que permite el desarrollo de nuevos proyectos energéticos en el país, asegurando la estabilidad jurídica, que les permite garantizar la confiabilidad energética del SIN en el futuro. En el año 2016 no ingresaron proyectos nuevos de generación con obligaciones de energía firme (OEF), sin embargo, entraron en operación 152,3 MW correspondientes a proyectos de generación en plantas menores (PCHs y térmica de biogás), COG y AG, asociados al modelo de GD. En la [Tabla 9](#) se relacionan los proyectos de GD, que permitieron suplir adecuadamente la demanda energética en tiempos de crisis, ya que entraron en operación durante el fenómeno hidrológico del niño del 2017, contribuyendo a reducir el riesgo de desabastecimiento eléctrico (XM, 2017).

Tabla 9.

Proyectos de generación por FNCER, COG y AG que entraron en operación - 2016

Tipo proyecto	Proyecto	Tipo proyecto	Proyecto
Generación planta menor (Hidráulica)	Magallo 5.7 MW	Cogeneración	Cogenerador ingenio Manuelita de 3.5 MW
	PCH Coello 3x1.2 MW		Cogenerador Ingenio Risaralda 5 MW
	PCH Morro Azul 19.9 MW	Autogeneración	Autogenerador reficar 9.9 MW
	PCH Tunjita 19.7 MW		Autogeneración Yaguarito 1.6 MW. Conectado al SDL de EMSA
	PCH El Cocuyo 0.7 MW		Autogenerador Argos Yumbo 9.9 MW
	PCH La Frisolería 0.5 MW		Autogenerador Unibol de 1.1 MW
	PCH Guavio 9.9 MW		Autogenerador Argos Cartagena 9.9 MW
	PCH Porce III		
PCH Tequendama 2.25 MW			
Generación planta menor (Térmica Biogás)	Planta Biogás Doña Juana 1.7 MW		

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2017.

5.2.7 Generación de energía eléctrica asociada a la GD con FNCER y COG

De acuerdo a los datos reportados por XM en el *informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano* del 2019, la generación de energía eléctrica asociada a la GD con FNCER y COG se cuantificó en 4.859 GWh/año y representa un aporte del 6,93 % en la generación total nacional, como se observa en la [Tabla 10](#).

Las plantas menores a 20 MW con FNCER generaron 4.059 GWh/año de los cuales 3.981GWh/año corresponde a PCHs; 63,3 GWh/año asociado al sistema de energía eólica Jepirachi en la guajira y 15 GWh/año coligados a energía solar proveniente principalmente del parque solar el paso en el departamento del Cesar.

En lo que respecta a la GD por AG con FNCER, el aporte al sistema de interconexión fue 68 GWh/año y corresponde principalmente a la entrega de excedentes de energía por parte de empresas propietarias de sistemas de generación autónomos, mayoritariamente PCHs que representan el 91,6 % y plantas fotovoltaicas o solares con el 8,4 % restante. Es importante resaltar que, en la actualidad, el 74,2 % de la AG se realiza con combustibles fósiles, principalmente gas y no existen otros sistemas de generación con FNCER diferentes a las PCHs y la fotovoltaica.

En cuanto a la GD asociada a la COG, principalmente asociadas a ingenios azucareros, su contribución al SIN fue 732 GWh/año, siendo este aporte los excedentes de energía eléctrica suministrados al SIN, una vez las plantas de COG suplen los requerimientos energéticos para sus procesos productivos, como se observa en la [Tabla 10](#).

Tabla 10.

Generación de energía eléctrica asociada a GD por FNCER y COG - 2019

SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGIA ELÉCTRICA 2019	GENERACIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA 2019	PORCENTAJE DE GENERACIÓN EN EL TOTAL NACIONAL 2019
Generación Distribuida plantas menores FNCER	4.059 GWh/año	5,78 %
Generación Distribuida por COG	732 GWh/año	1,04 %
Generación Distribuida por AG con FNCER	68 GWh/año	0,09 %
TOTAL GD por FNCER y COG	4.859 GWh/año	6,93%

Nota. Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2019. Generación de energía eléctrica total 2019: 70.115 GWh/año.

ASOCAÑA en su informe “*Oportunidades de cogeneración en Colombia, 2018*”, reportó un total de energía generada por COG equivalente a 1.487 GWh/año en el 2017, de los cuales 592 GWh/año son excedentes de energía transferidos al SIN. La [Figura 11](#) muestra los excedentes de energía inyectados al SIN por COG (ASOCAÑA, 2018).



Figura 11. Cogeneración y excedentes de energía en Colombia

Fuente: Elaboración propia basado en datos suministrados por ASOCAÑA. *Oportunidades de cogeneración en Colombia*, 2018.

5.3. Normatividad Nacional de la GD para FNCER y COG

5.3.1. Integración de las FNCER al Sistema Energético Nacional

La integración de la GD con FNCER y COG en el modelo energético nacional, se promueve por la **Ley 1715/2014** “*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*”, y **define el concepto de GD como: “La producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL)”**.

A diferencia del modelo energético centralizado, la GD es un modelo donde la oferta energética es generada por un gran número de plantas, centrales o micro centrales eléctricas para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de los usuarios finales.

La reglamentación de la Ley 1715/2014 se da entre 2015 y 2018, cuando se aprueban los decretos y resoluciones que les dan garantías a las nuevas inversiones en FNCER y COG. De esta manera, se han ido llenando vacíos en cuanto a excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala, licencias, estudios de impacto ambiental, obligaciones tributarias, conectividad al SIN, créditos, exenciones, subsidios y certificaciones. La [Tabla 11](#) relaciona los decretos y resoluciones que reglamentan la Ley 1715/2014.

Cabe destacar que la GD es un modelo energético que no es exclusivo solamente para ser integrado como solución para el abastecimiento energético de las ZNI y tiene también aplicabilidad para el desarrollo del SIN. La generación de electricidad se presenta generalmente en centrales a gran escala, utilizando tecnologías convencionales en lugares alejados a los usuarios finales, lo que implica pérdidas de energía asociadas al transporte y alteración en los perfiles de tensión a nivel de distribución, lo que convierte a la GD en un sistema de apoyo a los sistemas de generación convencionales, lo que permite la inyección de potencia en lugares cercanos a las cargas (Grisales, Cuestas, & Jaramillo, 2017).

Tabla 11.

Decretos y resoluciones que reglamentan la Ley 1715/2014

Decreto 2492 de 2014	Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.
Decreto 2469 de 2014	Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.
Decreto 2143 de 2015	Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la ley 1715 de 2014.
Resolución Upme 0281 de 2015	Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.
Resolución Creg 024 de 2015	Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN.
Decreto 1623 de 2015	Por el cual se modifica y adiciona el decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las Zonas No Interconectadas.
Resolución Ministerio de Ambiente 1312 del 11 agosto de 2016	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental y se toman otras determinaciones.
Resolución Ministerio de Ambiente 1283 del 8 agosto de 2016	Por la cual se establecen el procedimiento y los requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables, FN CER, y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones.
Decreto 348 de 2017	Por el cual se adiciona el decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.
Resolución Ministerio de Ambiente 1988 de 2017	Por la cual se adoptan las metas ambientales y se establecen otras disposiciones. En esta resolución, se tratan principalmente dos programas que tienen exclusión de IVA: el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (Proure) y el Plan de Acción Indicativo (PAI) 2017.
Resolución Upme 585 de 2017	Procedimiento ante la Upme sobre exclusión de IVA.
Resolución Ministerio de Ambiente 2000 de 2017	Procedimiento ante la Anla para exclusión de IVA.
Decreto 1543 de 2017	Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, Fenoge.
Resolución Creg 167 de 2017	Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas.
Resolución Creg 201 de 2017	Por la cual se modifica la resolución Creg 243 de 2016, que define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, Enficc, de plantas solares fotovoltaicas.
Decreto 570 de 2018	Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.
Resolución Creg 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
Resolución Creg 030 de 2018	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
Resolución Creg 038 de 2018	Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas.

Fuente: González-Posso, C. & Barney, J. *El viento del Este llega con revoluciones. Multinacionales y transición con energía eólica en territorio*. INDEPAZ, 2019.

5.3.2. Regulación aplicada para la GD con FNCER

La CREG aprobó la Resolución 030 de 2018 donde se reglamenta el procedimiento para que los usuarios puedan producir energía y vender el excedente al SIN. La capacidad de la GD se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG estableció para tal fin. A este respecto, el excedente o energía sobrante se transforma en un recurso que puede ser aprovechado por terceros, mediante inyección a la red eléctrica, administrada y operada por un agente de la cadena del sector eléctrico denominado operador de red (O.R.).

Los excedentes de energía se configuran como un plus para el AG y AGPE en la medida de la potencia y régimen de operación de sus sistemas, es decir, cuanta más potencia eléctrica tiene el sistema de generación y más horas opere, mayor es la cantidad de excedentes generados susceptibles de ofertar al SIN. La legislación nacional establece que, la GD es un concepto muy diferente al de autogeneración (AG) y a la autogeneración a pequeña escala (AGPE) así:

- La GD se define como producción de energía y es considerada, como una actividad de generación de energía que ***deberá ser desarrollada por una persona jurídica*** cerca de los centros de consumo, y estar conectado al SDL, con ***potencia instalada menor o igual a 0,1 MW o 100 kW*** (Resolución CREG 030 de 2018).
- La AGPE se considera a la generación de energía eléctrica que una ***persona natural o jurídica produce principalmente, para atender sus propias necesidades***, con una ***potencia igual o inferior a 1 MW o 1.000 kW*** (Resolución CREG 030 de 2018).
- La AG se considera la generación de energía eléctrica que una ***persona natural o jurídica produce principalmente***, para atender sus propias necesidades, cuya ***potencia instalada es mayor a 1 MW y menor o iguales a 5 MW*** (Resolución CREG 030 de 2018).

El cumplimiento de los mecanismos establecidos por la CREG se fundamenta principalmente por la necesidad categórica de establecer control operacional y administrativo de los circuitos eléctricos y/o redes intervenidas, reduciendo el riesgo de sobrecargas, entre otros factores. Los

mecanismos que establece la Resolución CREG 030 de 2018 para que un GD, AG y AGPE puedan entregar la energía y/o los excedentes de energía generada en sus sistemas se enmarcan en dos grupos generales: Proceso de conexión para AGPE y GD hasta 0,1 MW y Proceso de conexión para AGPE, mayores a 0,1 MW y hasta 1 MW, y AG hasta 5 MW.

Todos comparten unos requisitos previos y están asociados a disponer de información sobre si el área o zona geográfica donde vas a instalar el sistema de GD cuenta con buenos recursos dependiendo el tipo de tecnología o sistema, por ejemplo: cantidad de sol en el año o irradiancia para sistemas fotovoltaicos, velocidad del viento para sistemas eólicos, fuente de recurso hídrico para PCHs, fuente de biomasa, entre otros. El sistema de GD debe cumplir con la certificación RETIE, Además, el sistema de medición para la GD debe cumplir con lo establecido en el código de medida (Resolución CREG 038 de 2014) y, la Resolución 030 de 2018 debe establecer si cuenta con la proyección de la energía generada por el sistema a entregar a la red del O.R. por mes cuantificada en kWh/mes, al igual que la proyección de la energía generada por el sistema para consumo interno o autoconsumo por mes, cuantificada en kWh/mes.

5.3.2.1. Energía firme para el cargo por confiabilidad para energía eólica y fotovoltaica

La resolución CREG 071 de 2006 definió el mecanismo de remuneración del cargo por confiabilidad, el cual asegura el suministro de energía y brinda cobertura de precio a la demanda nacional. Con este mecanismo la demanda asume **el costo de una prima denominada costo del cargo por confiabilidad (CxC)**, que se usa para remunerar a las plantas de generación que participan en este mecanismo. A su vez, las plantas se comprometen a generar su **Obligación de Energía Firme (OEF)**, cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez.

En el mecanismo, la OEF que asume la planta de generación es una obligación que corresponde a un valor menor o igual a la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), expresada en kWh/día, que la planta puede ofrecer. Lo anterior establece que, si una planta de generación con FNCER quiere participar en el mecanismo de CxC, se hace indispensable determinar su ENFICC, correspondiente para cada tecnología, eólica y

fotovoltaica, ya que de no hacerlo se asignaría el valor correspondiente a la termoelectricidad, lo que conlleva a un error, al asumir valores muy conservadores y el beneficio de complementariedad que este tipo de plantas puede brindar en períodos de bajas hidrológicas no es valorado y por tanto no es remunerado a través del esquema de CxC. En este sentido la determinación del ENFICC para las FNCER, se atendieron en la Resoluciones CREG 167 de 2017 y CREG 201 de 2017, para plantas eólicas y fotovoltaicas, respectivamente.

5.3.2.2. Proceso de conexión al SIN para AGPE y GD hasta 0,1 MW

El proceso de conexión al SIN para AGPE y GD hasta 0,1 MW o 100 kW inicia con la solicitud de conexión simplificada, la identificación del número de circuito y del transformador más cercano al punto de interconexión. Anexo a la solicitud de conexión simplificada, el AGPE y GD debe adjuntar conforme al código de medida (Resolución CREG 038 de 2014) y el RETIE, las memorias de cálculo y selección del sistema de medida, el esquema de protecciones de voltaje y frecuencia del punto de conexión, el tipo de conexión a tierra, tanto para la tecnología de generación, como para punto de conexión y un diagrama unifilar.

Al diligenciar la solicitud de conexión simplificada, se procede a verificar disponibilidad de la red, donde se establecen dos tipos de disponibilidad de entrega: energía y potencia. Para cada disponibilidad se establece cuatro escenarios y se identifican por colores (verde, amarillo, naranja y rojo). La disponibilidad de entrega de energía y sus cuatro escenarios hace referencia a la sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los sistemas de AGPE o GD conectados al mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la cantidad del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registrada para el año anterior a la solicitud de conexión, en la franja horaria comprendida 6 am y 6 pm y se interpreta como la relación porcentual respecto a la cantidad de energía que pueden suministrar en el punto de conexión.

Los cuatro escenarios asociados a la disponibilidad de entrega de energía al SIN, mediante la interconexión con el circuito conexo se presenta en la [Tabla 12](#).

Tabla 12.

Disponibilidad de entrega de energía al SIN

ESCENARIOS	RELACIÓN PORCENTUAL
VERDE	Igual o inferior al 30 %
AMARILLO	Entre 30 % y 40 %
NARANJA	Entre 40 % y 50 %
ROJO	Superior al 50 %

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por Resolución CREG 030 de 2018.

La disponibilidad de entrega de potencia al igual que la disponibilidad de entrega de energía tiene cuatro escenarios y hace referencia a la sumatoria de la capacidad nominal de AGPE o GD instalada en el mismo circuito o transformador, que se traduce a la relación porcentual sobre cantidad de potencia que pueden suministrar o capacidad nominal instalada en el punto de conexión. Los cuatro escenarios asociados a la disponibilidad de entrega de potencia al SIN, mediante la interconexión con el circuito conexo se presenta en la [Tabla 13](#).

Tabla 13.

Disponibilidad de entrega de potencia al SIN

ESCENARIOS	RELACIÓN PORCENTUAL
VERDE	Igual o inferior al 9%
AMARILLO	Entre 9 % y 12 %
NARANJA	Entre 12 % y 15 %
ROJO	Superior al 15 %

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por Resolución CREG 030 de 2018.

De lo anterior se interpreta que solo hay disponibilidad de la red, para la entrega de energía y/o excedentes de energía, si la solicitud de conexión del AGP da como resultado el escenario “Verde”, para energía, cuando la relación sea igual o inferior al 30 % y para potencia, cuando la relación sea igual o inferior al 9 %. Para los escenarios “Naranja” y “Amarillo”, se establece limitaciones en la disponibilidad de entrega de energía y potencia, al circuito intervenido, dado que las condiciones para conectarse están en el límite de cumplimiento, y se requirieren algunas

condiciones específicas para habilitar la conexión. El escenario “*Rojo*”, para la entrega de energía, cuando la relación sea superada a 50 % y para la entrega de potencia, cuando la relación sea superada a 15 %, implica la no disponibilidad de la red de interconexión y su circuito asociado. Esto se da por incumplimiento de alguno de los parámetros establecidos en la resolución para la conexión o por la limitación técnica de la infraestructura eléctrica como medida de prevención de sobrecargas.

Al ser viabilizada la disponibilidad de la red, se procede a realizar las pruebas de conexión al SIN por parte del O.R., en caso contrario, el sistema del AGPE o GD no puede entregar la energía o excedente de energía generada y solo puede operar de manera aislada para autoconsumo exclusivamente. Para las pruebas de conexión, es requisito tener la certificación de conformidad con el RETIE (Dictamen y Declaración de Cumplimiento), la certificación de conformidad de producto y certificados de calibración vigentes para el sistema de medición bidireccional, si se procede con el cambio de medidor. Se debe tener a disposición las especificaciones técnicas de los sistemas de generación implementados, por ejemplo: paneles fotovoltaicos, inversores, sistemas puesta a tierra, entre otros. Al culminar satisfactoriamente las pruebas de conexión, se procede con la conexión oficial al SIN y el registro de AGPE o GD como proveedor para pago de la energía o excedentes de energía eléctrica, suministrada a la red.

5.3.2.3. Proceso conexión al SIN para AGPE entre 100 a 1.000 kW y AG hasta 5.000 kW

El Proceso de conexión para AGPE entre 0,1 a 1 MW y AG hasta 5 MW inicia con la solicitud de conexión simplificada y un estudio de conexión simplificada. La solicitud de conexión es un procedimiento igual al efectuado por los AGPE y GD hasta 0,1 MW, que fue indicado en párrafos anteriores.

Al diligenciar la solicitud de conexión simplificada, se procede a verificar disponibilidad de la red, donde se establecen dos tipos de disponibilidad de entrega de energía y potencia. Al ser viabilizada la disponibilidad de la red, se procede a realizar un plan de pruebas de conexión al SIN por parte del O.R., la conexión oficial al SIN y se suscribe un contrato de conexión y

respaldo como agente de un sistema de AGPE o AG entre 0,1 a 1 MW y AG hasta 5 MW y se registra como proveedor para pago de la energía o excedentes de energía eléctrica, suministrada a la red. Si el AGPE desiste de la ejecución del proyecto o no entra en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión, con el 90% de la potencia instalada de autogeneración, se liberará la capacidad de transporte de la energía no suministrada al SIN. Es importante tener en cuenta que para la entrega de la energía y/o los excedentes de energía generada por el GD, AG y AGPE es obligatorio implementar un medidor bidireccional con registro horario, la conexión del sistema debe incluir protección anti-isla, que garantice que no se entregue energía mientras la red del SIN permanezca desenergizada y para los AG Y AGPE que no exportan energía al SIN, se debe instalar un relé de potencia o flujo inverso (CREG 038 de 2014).

5.3.3. Regulación aplicada para la GD con sistemas de COG

Los sistemas de COG están rigurosamente asociados a la GD, al ser procesos de generación en sitio donde se aprovecha al máximo la eficiencia energética con fines de abastecimiento eléctrico, en múltiples procesos industriales. Gracias a la expedición de la Ley 788 de 2002, se inicia el desarrollo de la COG, a través de mecanismos de exención a la renta generada por la venta de energía eléctrica proveniente de residuos agrícolas y biomasa.

En la gestión de los proyectos de COG es de suma importancia, estructurar los contratos a suscribir con los agentes distribuidores, para la puesta en marcha de la planta y con los agentes comercializadores, para la entrega y venta de excedentes de energía eléctrica, tomando en consideración, el acceso al despacho central, la participación en el mercado mayorista y si existen incentivos en la inversión de los proyectos.

La Resolución CREG 085 de 1996, modificada y adicionada por las resoluciones CREG 107 de 1998, CREG 032 y CREG 039 de 2001, regulan las actividades de COG conectada al SIN, y define al proceso de COG, como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva, donde es de suma importancia el cumplimiento de los requisitos y condiciones técnicas que debe cumplir, según lo dispone la Ley

1215 de 2008, que afirma: “los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica para que sean considerados un proceso de cogeneración, la metodología para la remuneración del respaldo que otorga el SIN a los cogeneradores, la cual debe reflejar los costos que se causan por este concepto, y los demás aspectos necesarios que considere la CREG”.

La Resolución CREG 005 de 2010 establece los requerimientos y condiciones técnicas que debe cumplir una planta de generación, para ser considerada COG y de esta forma, poder entregar los excedentes de energía eléctrica al SIN. A continuación se enumeran los requisitos:

Requisito 1. Tener un Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) superior al mínimo exigido, que se muestra en la [Tabla 14](#). El REE es un indicador del ahorro de energía primaria que provee la cogeneración y deberá ser calculado con la siguiente ecuación:

$$REE = \frac{EE}{EP - \frac{CU}{\eta_{ref\ CU}}} * 100 \text{ [%]} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Tabla 14.
Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo por tipo de combustible

Tipo de combustible	REE [%]
Gas natural	53,5
Carbón	39,5
Hidrocarburos grados API < 30	30,0
Hidrocarburos grados API > 30	51,0
Bagazo y demás residuos agrícolas de la caña de azúcar	20,0
Otros Combustibles de Origen Agrícola	30,0

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por Resolución CREG 005 de 2010.

Donde,

- **REE:** Rendimiento Eléctrico Equivalente, expresado en porcentaje [%] con aproximación a un decimal.

- **EE:** Producción total bruta de energía eléctrica en el proceso, expresado en kWh. Por consiguiente, incluye tanto la energía eléctrica usada en el proceso productivo propio como los excedentes entregados a terceros.
- **EP:** Energía primaria del combustible consumido por el proceso, expresado en kWh y calculada empleando el poder calorífico inferior del combustible.
- **CU:** Producción total de Calor Útil del proceso, expresado en kWh.
- η_{refCU} : Eficiencia energética de referencia para la producción de calor útil. Este valor será de 0,9 mientras la CREG no determine otro.

El Centro Nacional de Despacho (CND), en cumplimiento del artículo 7 de la resolución CREG 005 de 2010, presenta un informe de seguimiento a los cogeneradores registrados y que cumplen la condición de 12 meses consecutivos de actividad. En la [Tabla 15](#) se muestra los resultados obtenidos de REE para un grupo de cogeneradores incluidos en el informe del tercer trimestre del 2016, que entraron en operación durante el fenómeno hidroclimático del niño, lo que contribuyó a reducir el riesgo de desabastecimiento eléctrico (XM, 2016).

Tabla 15.
Rendimiento Eléctrico Equivalente por cogenerador

AGENTE	SISTEMA DE COGENERACIÓN	REE MINIMO (%)	REE REPORTADO (%)
VATIA S.A. E.S.P.	INCAUCA 1	20%	31,0 %
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	INGENIO RISARALDA 1	20%	20,2%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	CENTRAL CASTILLA 1	20%	26,5%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	COLTEJER 1	20%	25,5%
ENERCO S.A. E.S.P.	PAPELES NACIONALES	39,5%	43,7%
VATIA S.A. E.S.P.	INGENIO PROVIDENCIA 2	20%	27,2%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	INGENIO LA CARMELITA	20%	26,4%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	MAYAGUEZ 1	20%	35,9%
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	PROENCA	20%	34,2%

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2016.

Requisito 2. Tener una producción mínima de energía eléctrica y térmica en el proceso (PMET), en conformidad con los siguientes escenarios:

- Si la planta produce energía eléctrica a partir de energía térmica, la energía eléctrica producida deberá ser mayor al 5% de la energía total generada por el sistema (térmica + eléctrica).
- Si la planta produce energía térmica a partir de un proceso de generación de energía eléctrica, la energía térmica producida deberá ser mayor al 15% de la energía total generada por el sistema (térmica + eléctrica).

La [Tabla 16](#) presenta el resumen de los resultados obtenidos de producción mínima de energía para un grupo de cogeneradores incluidos en el informe del tercer trimestre del 2016 y que entraron en operación durante el fenómeno hidroclimático del niño (XM, 2016).

Tabla 16.
Producción mínima de energía por cogenerador

AGENTE	SISTEMA DE COGENERACIÓN	PMET MINIMO (%)	PMET REPORTADO (%)
VATIA S.A. E.S.P.	INCAUCA 1	> 15%	82,7%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	INGENIO RISARALDA 1	> 5%	13,6%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	CENTRAL CASTILLA 1	> 5%	13,1%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	COLTEJER 1	> 15%	30,0%
ENERCO S.A. E.S.P.	PAPELES NACIONALES	> 15%	34,5%
VATIA S.A. E.S.P.	INGENIO PROVIDENCIA 2	> 15%	75,1%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	INGENIO LA CARMELITA	> 5%	12,1%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	MAYAGUEZ 1	> 5%	23,4%
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	PROENCA	> 15%	83,8%

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por XM. *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*, 2016.

5.4. Sistemas de GD por FNCER y COG en Colombia

5.4.1. Generación eléctrica por cogeneración

El concepto de cogeneración (COG) define los sistemas tecnológicos que, a partir de una sola fuente de energía primaria (combustibles), producen en forma secuencial y/o combinada, tanto energía eléctrica como térmica. En los sistemas de COG, el rendimiento o eficiencia energética global, se sitúa entre el 75 al 90 % en promedio y corresponde a energía contenida en los combustibles, que se aprovecha en la generación de energía eléctrica y térmica (calor), y que a diferencia de los procesos convencionales exclusivos solo a la generación de energía eléctrica, la eficiencia energética tan solo es del 20 al 37 % (IDAE, 2008).

El rendimiento conlleva proporcionalidad directa con el ahorro de energía primaria, cuanto mayor es la eficiencia energética, mayor es el ahorro o reducción en el consumo energético, que se traduce en la reducción de costos y GEI. Para dar mayor ilustración respecto a la relación entre ahorro de energía primaria y COG, se formula el siguiente ejemplo: Una organización requiere para su proceso productivo 20 unidades de energía eléctrica y 80 unidades de energía térmica. Si se abasteciera por el sistema convencional sería necesario utilizar un total de 100 unidades energéticas, asumiendo la mayor eficiencia que proveería el sistema equivalente a 37 %, se desaprovecharía 63 unidades. Asumiendo el límite inferior de la eficiencia energética del sistema de COG, equivalente a 75 %, la organización solo desaprovecharía 25 unidades, lo que equivaldría a un ahorro de energía primaria cercano a 38 unidades energéticas correspondiente al 38 %, respecto al requerimiento energético.

Un sistema de COG es una solución específica para cada organización que la implemente; es decir, existe la posibilidad de considerar diversas combinaciones de tecnologías, tamaños y tipos de combustibles. El principio de funcionamiento de una planta de COG es equivalente al de una planta termoeléctrica convencional, independiente de su característica o su ciclo termodinámico (Bryton, Rankine, ciclos combinados, combustión interna, etc); la diferencia es que en la planta convencional el calor que sobra del proceso no se recupera, mientras que en la cogeneración este calor se aprovecha, de acuerdo a los requerimientos particulares de cada usuario.

Para entender la cogeneración es importante determinar su ciclo o tipo de operación, que corresponde a:

- **Ciclo Superior (Topping Cycle)**, son aquellos sistemas de cogeneración en los que la energía primaria se utiliza primero en una turbina o motor de combustión interna, para producir un fluido caliente a presión (vapor sobrecalentado o gases de la combustión), que genera energía mecánica y/o eléctrica y el calor residual del fluido se aprovecha posteriormente.
- **Ciclo Inferior (Bottoming Cycle)**: Son aquellos sistemas de cogeneración en los que la energía primaria se utiliza primero en un proceso industrial y la energía calórica no aprovechada se envía a una caldera de recuperación para producir el vapor sobrecalentado requerido para la generación de energía mecánica y/o eléctrica en una turbina.

Comparadas con las tecnologías de generación convencional, las tecnologías de COG suponen un mejor aprovechamiento de la energía contenida en los combustibles y por tanto un ahorro de energía primaria que se traduce en ahorro económico y en reducción de emisiones de GEI; adicionalmente, al tratarse de GD próxima a los lugares de consumo, la COG reduce costos de transporte y distribución, prestando apoyo en las zonas con dificultades en el suministro energético, acaecidas por deficiencias en la continuidad y/o calidad de suministro eléctrico (TECH4CDM, 2008).

La potencia eléctrica y térmica de las plantas de COG se selecciona de acuerdo con una serie de factores que pueden repercutir en la generación de la energía. A continuación se establece los factores condicionantes, que pueden actuar como factor limitante y será precisamente el que determine la potencia de la planta.

- **Factores legales**. La potencia de una planta de cogeneración está delimitada por la normatividad nacional y existe la regulación que determina la capacidad y tipo de planta. Existe una limitación legal de manera que en ocasiones el calor residual que genera una planta de cogeneración debe ser aprovechado y se relaciona con el rendimiento eléctrico

equivalente mínimo - REE que debe tener la planta de COG para estar operativa y poder entregar los excedentes de energía eléctrica al SIN en caso de estar integrada al sistema de interconexión.

- **Factores económicos.** El costo de la planta es un factor condicionante. Hay que tener en cuenta que una planta de cogeneración tiene unos costos que oscilan entre los USD\$ 800.000 y USD\$ 1.200.000 por MW instalado, dependiendo de la configuración exacta de la planta (Energiza, 2018).
- **Factores de rentabilidad.** La rentabilidad mínima para abordar este tipo de inversión suele tener una TIR en el rango del 10 al 15%. Dependiendo de la configuración de la planta y de su potencia, su rentabilidad puede experimentar un incremento o detrimento de acuerdo a la selección de la potencia de la planta (Energiza, 2018).
- **Factores espaciales.** Este factor está asociado a la disponibilidad de terreno o área para construir la planta y se considera un factor condicionante. En general, potencias mayores exigen espacios mayores aunque esto depende mucho de la configuración misma de la planta.
- **Factores técnicos.** Los condicionantes técnicos son muy importantes para determinar la potencia final de la planta. En general suelen ser dos: limitaciones del punto de conexión y condicionantes del suministro térmico. Respecto a las limitaciones del punto de conexión es posible que el operador de la red de la zona, mediante mandato regulatorio establecido por la CREG, imponga un límite en la interconexión a los circuitos y la entrega de excedentes de energía eléctrica, lo cual limitaría el diseño de la planta. En cuanto a los condicionantes del suministro térmico es posible que bien por consideraciones de tipo legal o de tipo económico, haya que tener en cuenta el suministro térmico y cómo sean las características de dicho suministro para poder adaptarle los equipos de generación eléctrica en concordancia con el REE mínimo establecido (Energiza, 2018).

De todos los factores condicionantes mencionados (legales, económicos, de rentabilidad, espaciales y técnicos), generalmente uno tiene mayor relevancia, determinando la potencia de la planta, siendo el factor que impone el límite inferior o más bajo. A este factor se le considera el factor limitante y todo el diseño de la planta estará en función a él (Energiza, 2018).

A este respecto, el rango de potencias de las plantas de COG es muy amplio y puede variar desde unos pocos kW a valores mayores de 100 MW. De hecho la potencia, al igual que otras características técnicas, dependen del tipo de tecnología escogido.

La [Tabla 17](#) presenta los principales sistemas de COG y los parámetros técnicos de potencia y rendimientos energéticos o eficiencias.

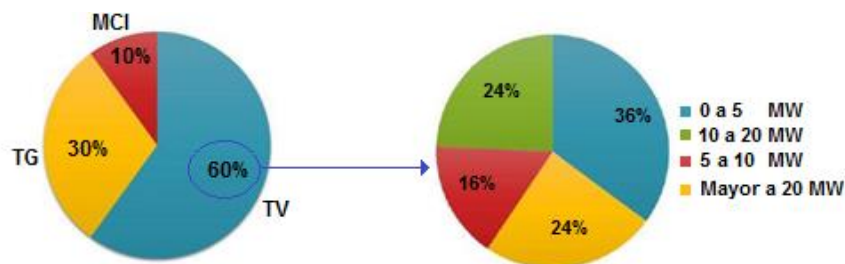
Tabla 17.
Potencia y rendimientos de las tecnologías de cogeneración

	Rendimiento Eléctrico	Rendimiento Global	Relación Electricidad Calor	Potencia
Turbina de gas en ciclo simple	30-40	75-80	0,6-1	5-50 MW
Turbina de gas en ciclo combinado	35-50	≥80	0,8-1,6	7-60 MW
Turbina de vapor contrapresión	7-20	75-90	0,04-0,16	1-20 MW
Motores alternativos de combustión	35-45	75	1,1-1,5	1-25 MW
Micromotores	25-35	75	0,5-0,9	10-400 kW
Microturbinas	25-30	75	0,5-0,67	30-200 kW

Fuente: IDAE, Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia, 2008.

El sistema de COG de mayor uso a nivel industrial en Colombia, se fundamenta en la operación de las turbinas de vapor en un 60 %, las turbinas de gas en un 30 % y los motores alternativos de combustión interna en un 10 %, como se observa en la [Figura 12](#), siendo para todos los sistemas la biomasa y carbón sus principales combustibles.

En cuanto al tamaño de las turbinas de vapor utilizadas en la COG, el 36 % es inferior de 5 MW y el 16 % se encuentra en el rango de 5 a 10 MW y el 24 % tienen potencias de generación mayor a 20 MW.



MCI = Motores de combustión interna
 TG = Turbinas de gas (Ciclo Bryton)
 TV = Turbinas de vapor (Ciclo Rankine)

Figura 12. Sistemas de cogeneración por tecnología y capacidades sector industrial

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por la UPME y XM. Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país, 2014.

La principal ventaja de la turbina de vapor es la posibilidad de utilizar prácticamente cualquier tipo de combustible para la generación de potencia. Se puede emplear biomasa, biogás, carbón, gas natural, entre otros combustibles. Son equipos que presentan un rendimiento alto y funciona en un gran rango de presiones, temperaturas y caudales, teniendo aplicabilidad en diferentes procesos industriales. La principal desventaja de la turbina de vapor es puesta en marcha lenta, que puede resultar de hasta de un día. Otras desventajas son la alta generación de ruido y la menor posibilidad de desarrollar altas potencias eléctricas, a diferencia de las turbinas de gas y motores alternativos de combustión interna.

Es indudable pensar que la innovación de los mercados energéticos hacia la sostenibilidad no gire en torno a las energías renovables, pero del mismo modo, es inequívoco no promover la COG como estrategia complementaria en los procesos de transición energética¹¹. La cogeneración se considera en el modelo de sostenibilidad energética, al igual que la generación renovable, tienen costos variables cercanos a cero o muy bajos¹² frente a la energía termoeléctrica convencional lo que les confiere prioridad en su despacho energético.

¹¹ La comisión de expertos sobre escenarios de transición energética del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital de España, en su informe titulado: “Análisis y propuestas para la descarbonización, 2018”, establece la importancia de la COG en la GD y el papel que puede desempeñar en el proceso de Transición hacia una economía descarbonizada, siempre que su participación resulte una opción eficiente y, por tanto, beneficiosa para el conjunto del sistema eléctrico.

¹² El costo variable es el costo del combustible adquirido para operar el sistema de energía.

5.4.2. Generación eléctrica por energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica transforma de manera directa la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico. Al incidir la radiación del sol sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica (que conforman los paneles) se produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras que hace que los electrones salten de un lugar a otro, generando así corriente eléctrica.

La energía solar fotovoltaica en Colombia se ha convertido en una alternativa significativa para reemplazar o complementar la generación de energía convencional hidráulica y térmica, por esta razón es importante analizar la cadena de suministro de sistemas fotovoltaicos en el país. Actualmente no hay ningún vínculo en las etapas de los procesos logísticos de la energía solar, únicamente enlaces aislados que dificultan su expansión (Valderrama Mendoza, M., Ocampo, P. C., Gracia León, H. & Rodríguez Urrego L. 2018).

Colombia presenta un alto potencia en la generación de energía fotovoltaica al ubicarse en la zona ecuatorial y su alto valor de irradiancia, principalmente en el Caribe y la Orinoquia. El atlas de radiación solar publicado por el IDEAM muestra el potencial de energía solar en el país, que se observa en la [Figura 13](#), donde se establece como la producción de un sistema fotovoltaico depende del brillo solar o las horas de sol pico (H.S.P), que se define como el número de horas al día con una irradiancia equivalente a 1.000 W/m^2 , que en conjunto suman la radiación total del día de exposición solar.

Una hora solar pico equivale a 1 kWh/m^2 y para el promedio del territorio nacional se estima entre 4 a 5 H.S.P, dando como resultado una radiación de $4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, la cual supera el promedio mundial de $3,9 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, valor que puede ser contrastado en mayor medida, si se tiene en cuenta la radiación solar presente en la región caribe, especialmente en los departamentos de la guajira y Cesar donde se tienen valores de $6,5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, representando un valor del 66 % superior al promedio mundial. (IDEAM, 2019).

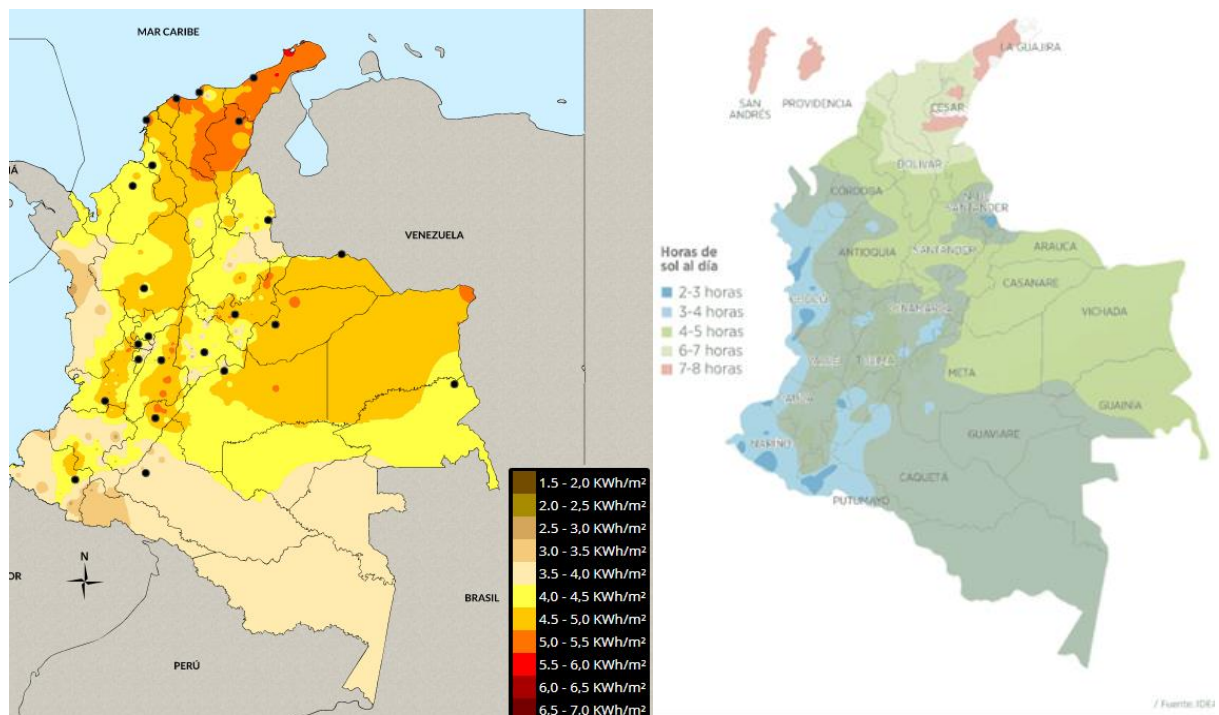


Figura 13. Atlas de radiación y brillo solar de Colombia

Fuente: IDEAM. Atlas de radiación solar, 2019.

En el mes de abril del 2019 entró en operación la planta de generación de energía fotovoltaica más grande construida hoy en día en el país, ubicada en el municipio El Paso (Cesar), con una potencia de 86,2 MW y una capacidad para producir 176 GW/año, lo cual representa el 80 % de la capacidad instalada de energía solar en Colombia. Con la generación de esta planta se podrían suplir las necesidades de una ciudad como Valledupar, departamento del Cesar (UPME, 2019).

La planta de El Paso funciona con 250.000 paneles solares instalados sobre una estructura que cuenta con una tecnología denominada tracker, la cual se ubica automáticamente en posición al sol, para maximizar la producción de energía. La extensión del parque solar del paso ocupa un área cercana a las 210 hectáreas (Ministerio de Minas y Energía, 2019).

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) aprobó en marzo del 2019 la licencia para para el proyecto de generación fotovoltaica ubicado en el corregimiento Azúcar Buena-La Mesa, de Valledupar. El proyecto contempla la construcción de un complejo solar

conformado por cinco plantas solares, instaladas progresivamente hasta sumar 100 MW, con una producción estimada de 41.667 MWh/año durante 30 años de operación. El área total prevista es de 156 hectáreas donde serán ubicados 284.310 módulos fotovoltaicos (Celsia, 2019).

Ecopetrol y AES Colombia pusieron en operación en octubre del 2019, el mayor parque solar que ha construido la empresa de hidrocarburos en el departamento del Meta a la fecha, localizado en el municipio de Castilla La Nueva. Este parque solar fue construido por AES Colombia por solicitud de Ecopetrol bajo un contrato de suministro de energía por 15 años. El parque solar tiene una potencia instalada de 21 MW, equivalente a la capacidad de dar cobertura energética a una ciudad de 27.000 habitantes. El parque solar Castilla tiene como propósito abastecer parte de la energía de autoconsumo que requiere el campo Castilla, siendo el segundo más grande de Colombia, después del parque solar El paso, en el departamento del Cesar. El parque tiene una extensión de 18 hectáreas, distribuyendo 54.500 módulos fotovoltaicos. La empresa manifestó que la entrada en operación del parque solar Castilla hace parte del proceso de transición y se contempla incrementar de 43 megavatios a más de 300 megavatios a partir de FNCER en los próximos años (ECOPETROL, 2019).

El factor de emisión de CO₂ asociado a la producción de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos, se ha establecido en 0,110 kgCO₂/kWh¹³ (IPCC, 2011) y el factor de emisión para el SIN se estableció en 0,384 kgCO₂/kWh¹⁴ (UPME, 2019), dando como resultado una diferencia de 0,274 kgCO₂/kWh, que se utiliza como factor para calcular la reducción de emisión de GEI, por la implementación de proyectos de generación mediante sistemas fotovoltaicos, al desplazar total o parcialmente la energía suministrada por el SIN. El creciente desarrollo de este tipo de proyectos, contribuye a la reducción de la huella de carbono del país,

¹³ El factor de emisión para energía fotovoltaica utilizado es 0,110 kgCO₂/kwh, establecido en el informe: *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*, del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC, 2011)

¹⁴ El factor de emisión del SIN tiene esencialmente dos aplicaciones: la primera, para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la segunda, para inventarios de emisiones de GEI, de acuerdo a la Resolución UPME 642 de 2019.

sumando al cumplimiento del compromiso asumido en el Acuerdo de París, de reducir en 20% sus emisiones de GEI para el año 2030 (MADS, 2018).

En materia de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional, en el año 2019 la UPME aprobó 90 proyectos de FNCER por el orden de 6.274 MW, la mayoría de ellos ubicados en los departamentos de la Guajira, Cesar, Atlántico, Bolívar, Tolima, Magdalena, Valle del Cauca y Cauca, lo cual representó un aumento de 53% frente al mismo período del año anterior, de los cuales 4.353 MW corresponden a 70 proyectos fotovoltaicos y corresponde al 77,7% de los proyectos aprobados.

De 425 proyectos FNCER registrados en la UPME desde 2016 y que cuentan con el aval de la entidad, 383 proyectos corresponden a energía fotovoltaica, representando el 90%, al porcentaje restante le corresponde el 4,4 % para generación con PCHs; 2,8 % son sistemas eólicos; 2,5 % para generación eléctrica con biomasa y el 0,23 % asociado a un proyecto geotérmico (UPME, 2019). En la [Tabla 18](#) se resume algunas ventajas y desventajas de los sistemas de energía solar fotovoltaica.

Tabla 18.

Ventajas y desventajas de la generación eléctrica por energía fotovoltaica

VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente inagotable de energía. • Escaso impacto ambiental. • No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente. • Distribuida por todo el mundo. • No genera costos adicionales una vez instalada. • Independiente de las compañías suministradoras de energía. • Silenciosa. • Tiene vida útil superior a los 25 años. • Resistente a condiciones climáticas extremas. • No requiere mantenimiento complejo, solo limpieza del módulo solar. • Es capaz de aumentar la capacidad instalada y la autonomía de la instalación. • No consume combustible.
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Se precisan sistemas de acumulación (baterías) que contienen agentes químicos peligrosos. • Puede afectar ecosistemas debido a la extensión de tierra ocupada en caso de grandes instalaciones. • Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los modelos solares en el entorno.

Fuente: Colegio Oficial de Ingenieros en Telecomunicaciones. Energía Solar Fotovoltaica 2002

5.4.3. Generación eléctrica por energía eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para su obtención son los aerogeneradores o turbinas eólicas, que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en electricidad. El viento, en su trayectoria, mueve las aspas del aerogenerador, que al girar convierte este movimiento en energía eléctrica. Cabe destacar que, la segunda ley de Newton de la cinemática fundamenta el comportamiento de una turbina eólica, la cual usa la energía de frenado del viento; Si se reduce la velocidad del viento a la mitad, la potencia eólica se reduce 8 veces, razón por la cual, al disponer de una velocidad de viento muy baja, se requiere un gran número de turbinas para compensar las pérdidas de potencia.

La velocidad del viento expresada en metros por segundo (m/s) incide directamente en la producción de energía eléctrica en los aerogeneradores. Para el territorio nacional la velocidad del viento promedio anual registrada corresponde de 2 a 4 m/s, como se observa en la [Figura 14](#), siendo un valor relativamente bajo para la instalación de este tipo de sistemas que requieren en promedio valores superiores a 8 m/s, razón por la cual gran parte de territorio nacional, no tiene un alto potencial para este tipo de generación energética. No obstante existen regiones específicas, como los departamentos de la Guajira, Santander, Norte de Santander, Risaralda, Tolima y gran parte de la región caribe, donde se presenta un alto potencial eólico, con vientos de velocidades que oscilan los 9 m/s a 80 m de altura para el aprovechamiento del recurso eólico, llegando a proyectarse incluso 18 GW de potencia eléctrica (Bedoya, E. P., & Osorio, J. A. O. 2002).

La intensidad de los vientos presentes en la zona de la Alta Guajira Colombiana, con velocidades superiores a los 9 m/s, es propicia para la generación de energía eléctrica, siendo esta tesis respalda por diferentes estudios, realizados por diversas instituciones académicas, donde se ratificó el gran potencia eólico de la zona y su incidencia positiva en la oferta energética regional y nacional. Siendo este el principal factor que dio como resultado que el primer y único parque eólico del país, el parque eólico Jepirachi, se encuentre ubicado en el departamento de La Guajira.

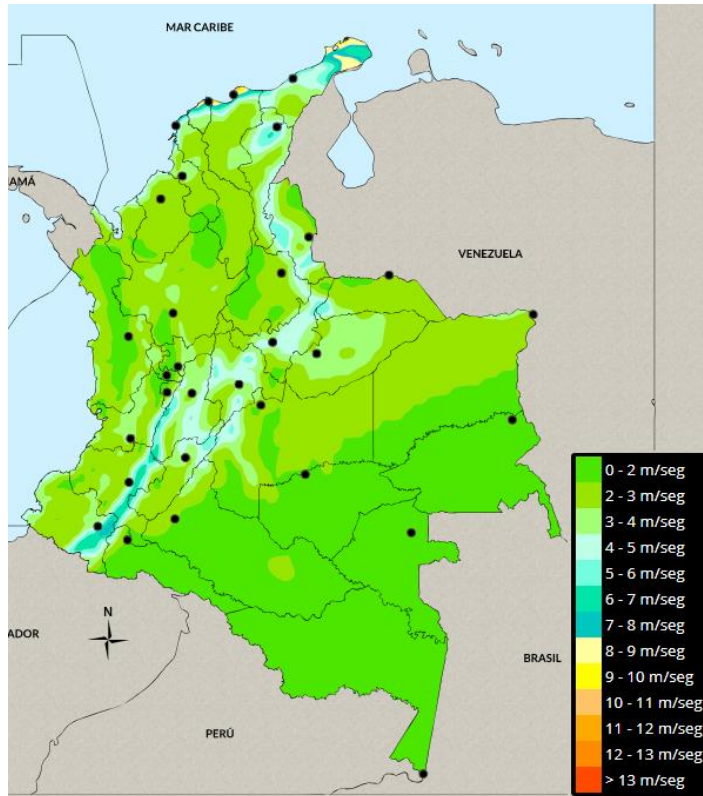


Figura 14. Atlas de viento de Colombia

Fuente: IDEAM. Atlas de viento, 2019.

El parque eólico se ubica en la zona de Puerto Bolívar y el Cabo de la Vela, en inmediaciones del municipio de Uribía, capital indígena de Colombia, en el resguardo indígena Wayuu, con una capacidad instalada de 19,5 MW de potencia nominal, distribuido en 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, donde incide los vientos alisios que soplan gran parte del año en esta zona de la península.

El parque eólico entró en operación plena el 19 de abril de 2004, y hace parte del programa para el aprovechamiento de la energía eólica en la Alta Guajira. Este proyecto está registrado como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, siendo concebido en sus inicios, como un proyecto de corte investigativo en materia de sostenibilidad energética y teniendo como propósito fundamental del desarrollo de nuevas alternativa de abastecimiento energético para el país.

En Noviembre de 2018 el ANLA otorgó la licencia ambiental para un nuevo proyecto de energía eólica en La Guajira, denominado Alpha, abriendo camino a nuevos proyectos de este tipo en la región. La obra se construirá en el corregimiento de Limoncito, en el municipio de Maicao. Contará con una capacidad de generación entre 200 y 250 MW en un área 4.000 Ha, además de 65 turbinas y una subestación eléctrica que tiene como función llevar la energía eólica al SIN. Los beneficios del proyecto en términos de reducción de GEI, en su máxima operación, equivalen a aproximadamente 330 mil toneladas de CO₂ al año. Prácticamente el mismo CO₂ que en un escenario conservador, podrían capturar 18 mil hectáreas de bosque húmedo en un año (ANLA, 2018).

En materia de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional, en el año 2019 la UPME aprobó 90 proyectos de FNCER por el orden de 6.274 MW, de los cuales 1.862 MW corresponde a 14 proyectos eólicos (UPME, 2019). En 2030 la producción de energía eólica en La Guajira se estima en 6.862 MW, como se observa en la [Figura 15](#), si existe una política energética estatal categórica para el desarrollo de este tipo de fuentes de energía renovable, lo que implicaría para Colombia, estar en la vanguardia de la sostenibilidad energética mundial, ya que el 37,5 % del total nacional sería representado en aporte eólico, distribuido en 57 nuevos parques y 2.618 nuevos aerogeneradores.

Se estima que en La Alta Guajira en 2050 se podría llegar a producir hasta 16 GW que equivalen a siete veces la producción esperada en 2022 por la operación de la mayor central hidroeléctrica de Colombia, Hidroituango. Según la información del Ministerio del Interior, los parques eólicos proyectados impactarán directamente a 288 comunidades Wayuu del resguardo Alta y Media Guajira, en veredas de los municipios de Uribia y Maicao. La energía eólica puede cambiar radicalmente el panorama energético, no solo de La Guajira, sino del país en general, en las próximas décadas (González, P., & Barney, J. 2019).

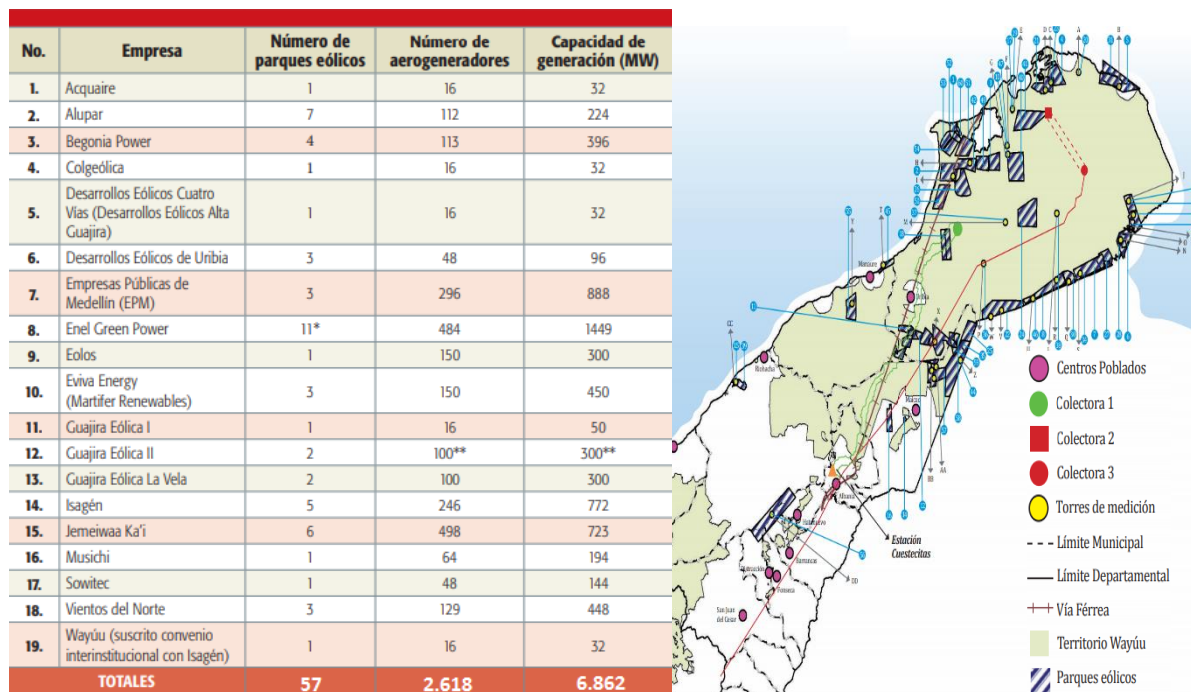


Figura 15. Parques eólicos proyectados en La Guajira a 2030

Fuente: González-Posso, C. & Barney, J. *El viento del Este llega con revoluciones. Multinacionales y transición con energía eólica en territorio*. INDEPAZ, 2019.

5.4.4. Generación eléctrica por pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs)

La implementación de una pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) requiere la disponibilidad de un salto o caída de agua para la generación de energía eléctrica en una turbina hidráulica, generalmente de tipo Pelton o Francis. El mapa físico de zonas con potencial hidroenergetico en Colombia que se observa en la [Figura 16](#), y que permite identificar la alta participación de fuentes con viabilidad en la GD mediante el recurso hídrico.

Este sistema consiste en el aprovechamiento de saltos o caídas de agua para la transformación de energía hidráulica en electricidad. La energía hidráulica es la energía que tiene una masa de agua debido a su elevación, velocidad y por la presión a la que está sometido. El caudal o flujo volumétrico de agua al pasar por las turbinas, provoca un movimiento de rotación que transforma en energía eléctrica por medio de un generador.

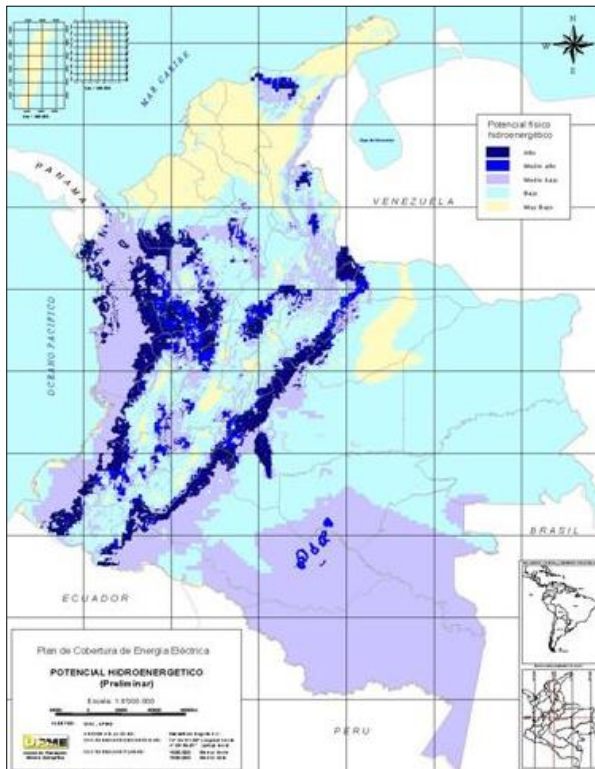


Figura 16. Potencial para PCHs en Colombia

Fuente: UPME. Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015

En el año 2011 la UPME llevo a cabo un estudio titulado: “Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía para Colombia”, y en ese momento ya se clasificaba a la nación como el cuarto país en el mundo con alta capacidad en hidroelectricidad, gracias a sus condiciones geográficas y/o topográficas que son propicias para la instalación de PCHs. El caudal de aporte de las principales fuentes hídricas de la nación están en el orden de 52.075 m³/s, para un área total de 1.141.748 km², lo que conllevaría un potencial de 25.000 MW asociado a recursos hidroenergéticos (UPME, 2011).

Las PCHs, asociadas a plantas menores que no despachadas centralmente, a diferencia de las grandes centrales de generación hidroeléctrica, son sistemas de generación con capacidad hasta de 20 MW que a partir de la energía del flujo de agua, sin necesidad de grandes embalses, abastecen de recurso hidroenergético a los usuarios del servicio de energía eléctrica. En diferentes regiones del país se encuentran este tipo de sistemas, dando como resultado la instalación de turbinas

hidráulicas en pequeñas derivaciones, sobre los cauces de los ríos, e incluso en las redes de distribución de agua potable como la PCH de Santa Ana, propiedad del Acueducto de Bogotá.

Cabe destacar que el 80,8% de las plantas menores a 20 MW en Colombia, corresponde a PCHs, y se constituye en el principal sistema de GD con FNCER actualmente instalado en el país, contribuyendo con el 4,9% de la capacidad del SIN, y que corresponde a 860 MW. La generación eléctrica con PCHs ha experimentado un crecimiento importante del 51,4 % en el periodo 2014-2019 (XM, 2019). Lo anterior se debe principalmente por la promoción de las estrategias de diversificación de la matriz energética, especialmente para aquellos sistemas que utilizan FNCER como las PCHs, configuradas como proyectos hidroeléctricos sin embalse, que aprovechan los excedentes o filos de agua y que tienen una gran proyección en la generación de energías limpias.

En el último inventario realizado por XM en el año 2019, se pudo identificar un total de 115 PCHs en el territorio nacional, localizadas principalmente en los departamentos de Antioquia con una participación del 38,2% (con 44 PCHs), Cundinamarca con el 10,4% (12 PCHs), Cauca con el 9,5% (11 PCHs) y Valle del Cauca con el 7,8% (9 PCHs); el departamento con mayor capacidad instalada es Antioquia con 385 MW (XM, 2019).

Los tipos de turbinas hidráulicas más utilizadas en la operación de las PCHs en Colombia son la turbina Francis (45,5 %) y la turbina Pelton con el (40,2 %). Los dos tipos de turbina representan el 85,7% de la generación hidroeléctrica en plantas menores del país el porcentaje restantes está asociado a la operación de turbinas tipo Michell Banki (UPME, 2012).

5.4.5. Generación eléctrica por biomasa

La biomasa es una fuente energética que puede ser utilizada para la producción de energía eléctrica mediante la transformación de residuos de origen forestal o agrícola a pellet o biogás, y alimentar un sistema de generación de energía eléctrica. La biomasa es la energía obtenida a partir de la degradación espontánea o inducida de cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico de la materia vegetal.

En materia de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional, la UPME aprobó en el año 2019, 90 proyectos de FNCER por el orden de 6.274 MW, de los cuales 59 MW correspondió a 6 proyectos de biomasa, la mayoría de ellos ubicados en los departamentos del Valle del Cauca y Cauca.

El Centro de Desarrollo Industrial- Tecsol y la Universidad Nacional de Colombia, en el año 2018, se realizó un estudio donde se pudo establecer la disponibilidad de biomasa residual para la producción de combustibles de origen agrícola (COA) y de origen pecuario, como el biogás, que puede ser utilizado en la generación térmica y/o en la producción de electricidad para autoconsumo y/o entrega a la red eléctrica. En el estudio se caracterizaron los siguientes tipos de biomasa residual:

- a) **Biomasa Residual Agrícola (BRA):** Corresponden a residuos agrícolas con una producción permanente durante todo el año o producción estacional.
- b) **Biomasa Residual Pecuaria (BRP):** de interés son la avícola, porcícola y la bovina.
- c) **Biomasa Residual Agroindustriales (BRAi):** las biomásas residuales provenientes de la industria alimenticia como jugos, desechos de mataderos, bebidas, etc.
- d) **Biomasa Residual Urbana (BRU):** Dentro de esta categoría se encuentra los residuos sólidos Urbanos Orgánicos y los lodos de plantas de tratamiento de agua residual.

En la [Tabla 19](#) se presenta el potencial de biomasa residual de acuerdo a su clasificación, cuantificado en toneladas al año (TECSOL-UNAL, 2018).

Tabla 19.

Potencial biomasa residual en Colombia

Biomasa Residual Agrícola (BRA)			Biomasa Residual agroindustrial (BRAi)		
Sector	Residuo	residuo t/año	Sector	Residuo	residuo t/año
Arroz	Paja	2.078.073	Lácteo	Grasas, lodos	37.125
Banano	Fruto rechazo	2.067.945	Cervecería	Lodos	789.230
Café pulpa	Pulpa	298.996	Destilería	Vinazas	9.587.333
Café Mucilago	Mucilago	102.243	Matadero	Rumen	103.581
Café Borra	Borra	18.532	Total		10.517.269
Maíz	Caña	912.659			
Palma de aceite	Laguna Oxidación	6.709.985			
Plátano	Fruta Rechazo	23.816.051			
Caña de azúcar	Bagazo	6.972.609			
Caña Panelera	Bagazo	364.066			
Total		43.341.159			
Biomasa Residual Urbana (BRU)			Biomasa Residual Pecuaria (BRP)		
Sector	Residuo	residuo t/año	Sector	Residuo	residuo t/año
RSU	RSUO	9.845.875	Avícola	Estiércol	6.518.795
Lodos PTAR	Lodos	19.422.647	Porcícola	Estiércol	2.745.392
Total		29.268.522	Bovino	Estiércol	83.497.181
			Total		92.761.368

Total Biomasa Residual : 175.888.318 t/año

Fuente: TECSOL – UNAL. Disponibilidad de biomasa residual y su potencial para la producción de biogás en Colombia. Revista CIDET, 2018.

La UPME elaboró en el año 2011, un atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia, donde estableció que, el 52,7% de la biomasa residual es de origen pecuario, conformada por las zonas de producción, cantidad de estiércol y potencial energético para las actividades avícola, bovina y porcina del sector pecuario y el 24,6% de la biomasa residual es de origen agrícola, conformada por los subproductos que se generan durante los procesos de recolección y transformación de las cosechas (UMPE, 2011).

En el atlas del potencial energético de la biomasa residual, se identificaron las principales zonas con potencial aprovechamiento de biomasa residual pecuaria, identificó las principales zonas de producción, la cantidad de biomasa residual agrícola y el potencial energético, para ocho cultivos principales: arroz, maíz, banano, café, caña de azúcar, caña panelera, palma de aceite y plátano.

En la [Figura 17](#) se establece el potencial de biomasa residual agrícola y pecuaria.

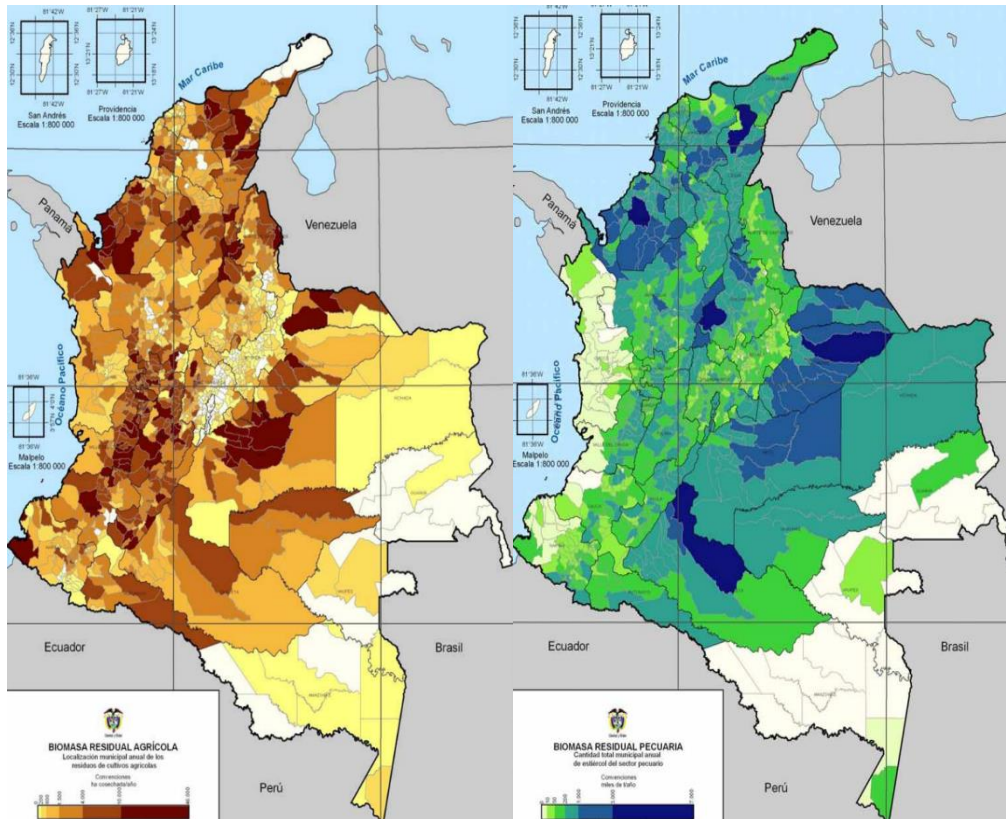


Figura 17. Potencial biomasa residual agrícola y pecuaria en Colombia

Fuente: UPME. Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia, 2011.

La cantidad de biomasa residual agrícola, pecuaria, agroindustrial y urbana se determinó en 175'888.318 Ton/año, con un potencial teórico energético de 149.436 TJ/año. Asumiendo que el potencial de energía térmica suministrado por la biomasa residual es transformado a energía eléctrica en una planta con una eficiencia energética promedio del 35%, de los 149.436 TJ/año se obtiene 52.302 TJ/año o su equivalente de 14.528 GWh/año (TECSOL-UNAL,2018).

Si se destina la biomasa residual para la generación eléctrica del país, 14.528 GWh/año supondría un aporte del 20,7 % tomando como línea base la generación de energía eléctrica en Colombia para el año 2019, cuantificada en 70.115 GWh/año (XM, 2019).

5.4.6. Generación eléctrica por energía geotérmica

La geotermia es la energía térmica que se transfiere desde el interior de la tierra a la superficie. En general, los lugares propicios para el aprovechamiento del recurso geotérmico están en cercanía a los volcanes, en cuyo interior se localizan rocas a altas temperaturas, que calientan el agua que se infiltran en el subsuelo. El potencial geotérmico en varias zonas de Colombia se determina por la presencia de temperaturas interiores cercanas a los 370°C, como se observa en la [Figura 18](#).

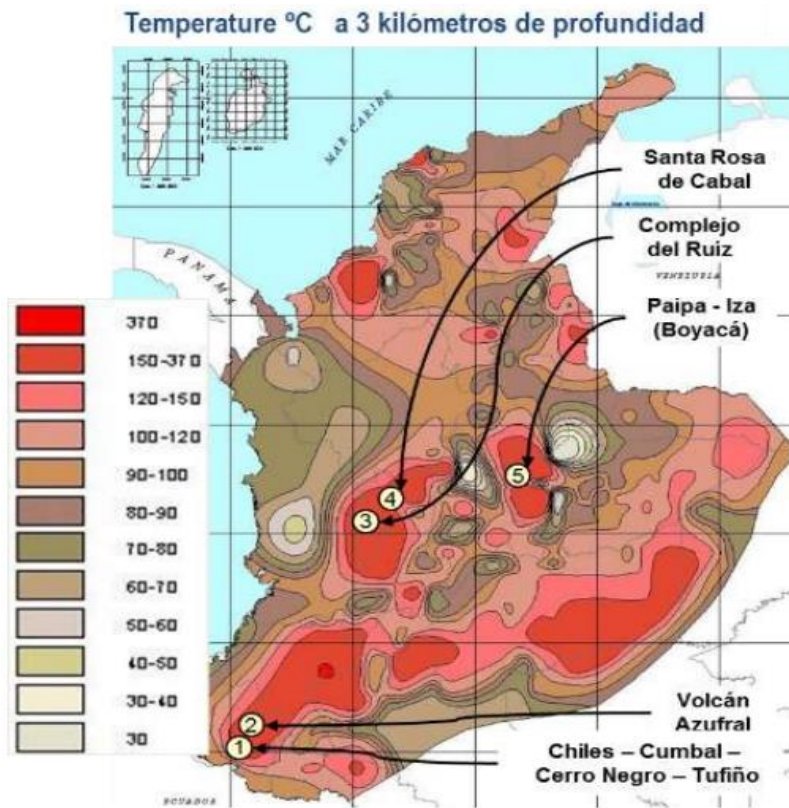


Figura 18. Potencial geotérmico en Colombia

Fuente: Sistema Geológico Colombiano. Atlas del potencial geotérmico en Colombia, 2019.

La cordillera de los Andes que atraviesa el país de sur a norte y su alta actividad volcánica, con la presencia de 13 volcanes activos proporciona una fuente inagotable de altas temperaturas que provienen de la tierra y que supone un gran potencial en la implementación de proyectos de energía geotérmica.

El potencial del recurso geotérmico en el país está segmentado en algunas regiones, como la zona volcánica del Nevado del Ruiz, en el departamento de Caldas, el Nevado del Tolima y el Cerro Machín, en el departamento del Tolima y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral, colindantes con la frontera ecuatoriana. El potencial geotérmico para la producción de energía eléctrica es de 1 a 2 GW aproximadamente (Haraldsson, 2013).

Actualmente Colombia no cuenta con generación de energía eléctrica aprovechando la geotermia a pesar de que en el país se han realizado diversos estudios desde la década del 70 sobre el potencial geotérmico y de la existencia de políticas de estado para promover este tipo de tecnologías, aún no se ha desarrollado, no obstante, el SGC (Antes Ingeominas) ha realizado grandes esfuerzos por inventariar y caracterizar el recurso geotérmico en la geografía nacional (Marzolf, 2014).

A partir del año 2008 Isagen inició una serie de estudios técnicos con el fin de promoción y desarrollar esta tecnología, entre los principales estudios se encuentra el modelamiento del sistema hidrotermal magmático en áreas con potencial geotérmico en el macizo Volcánico del Ruiz, con el apoyo técnico y científico del departamento de Geociencias de la Universidad Nacional, el SGC y Colciencias, así como el proyecto binacional, entre Colombia y Ecuador en cercanía a los volcanes de Chiles, Tufiño y Cerro Negro (SGC, 2019).

Los estudios de prefactibilidad realizados por estas entidades para el proyecto geotérmico Macizo Volcánico del Ruiz¹⁵ que se localizaría en el municipio de Villamaría (Caldas), y que tiene una capacidad proyectada de 50 MW, aprovecharía el calor de la tierra para generar energía eléctrica, con una inversión estimada en \$30 mil millones (SGC, 2019).

¹⁵ En noviembre de 2019, en la Universidad Autónoma de Manizales (UAM) se presentó el Proyecto Geotérmico Valle de Nereidas Macizo Volcán Nevado del Ruiz, que en la actualidad se encuentra en fase de factibilidad y al cual ya se le ha elaborado el estudio del impacto ambiental para la perforación de pozos profundos.

5.5. Análisis costo beneficio de la GD en la oferta energética de Colombia

El Análisis Costo Beneficio es una herramienta analítica de valoración y evaluación que presentan tanto los costos como los beneficios de un proyecto, para ser comparados directamente y establecer divergencias, para salvaguardar una decisión. Desde un punto de vista privado, el análisis costo beneficio consiste en evaluar la rentabilidad financiera de un proyecto, es decir de examinar las ganancias privadas que recibe la entidad encargada de ejecutar el proyecto o de quienes invierten en el mismo (Castro, Rosales, & Rahal, 2008).

Desde una perspectiva social, el análisis de viabilidad de un proyecto no se limita a los costos y beneficios financieros o privados de un proyecto, sino que debe considerar los costos y beneficios sociales, lo cual implica cuantificar en términos monetarios el flujo intertemporal de costos en que incurrirá la sociedad por el desarrollo de un proyecto y de los beneficios que éste le generará (García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M., 2013).

La generación de energía eléctrica al estar coligada a proyectos de largo plazo, con una variación significativa de los costos y beneficios, de acuerdo a la tecnología empleada y las características de los recursos disponibles, implica la búsqueda de una herramienta de análisis que permita contrastar los costos y beneficios de cada tecnología para poder tomar decisiones sobre las potenciales inversiones en GD con FNCER y COG. *En esta investigación se eligieron las siguientes herramientas de análisis:*

- *Costo nivelado de energía, también conocido como costo normalizado o costo equivalente de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés).*
- *Costo de Electricidad Nivelado Evitado, (LACE por sus siglas en inglés).*

5.5.1. Costo nivelado de energía (LCOE)

El costo nivelado de energía (Levelized Cost Of Energy), es un indicador que permite comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías de producción de energía a lo largo de la vida del proyecto. Este método calcula los costos con base en la cantidad de electricidad neta

provista a la red, generando un valor presente del costo de generación de energía por unidad de electricidad producida (kWh), que es la razón entre el total de gastos durante la vida útil del proyecto y el total de electricidad que se espera generar (García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M., 2013).

La herramienta LCOE conlleva las siguientes ventajas:

- ***Determinación de un punto de equilibrio:*** El resultado del LCOE expresado en valor monetario en función de la energía unitaria generada en kWh, puede también considerarse como el punto de equilibrio de la planta o central de generación eléctrica, es decir, el precio mínimo al que ésta tendría que vender o comprar la electricidad para no entrar en pérdida o ganancia.
- ***Construcción de un Indicador de competitividad:*** La herramienta LCOE empleada para medir la competitividad entre varias fuentes de energía permite obtener resultados diferentes, incluso dentro de una misma tecnología implementada y puede medir la evolución de la competitividad entre diferentes tecnologías a lo largo del tiempo.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en 2016 publicó el informe denominado, *renewable energy market analysis*, donde presentó la evolución del LCOE en América Latina y el Caribe. En el estudio se establece que, el indicador LCOE de las tecnologías de generación de energía a partir de FNCER, es conexo a los factores relacionados en la [Tabla 20](#).

Tabla 20.

Factores esenciales para construir el costo nivelado de energía (LCOE)

FACTORES ESENCIALES LCOE
Costos de inversión (CAPEX)
Costos de operación y mantenimiento (OPEX)
Calidad de los recursos o fuentes energéticas
Vida económica del proyecto
Vida útil del proyecto
Tasa de descuento (WACC)
Normatividad nacional e incentivos tributarios
Modelo energético
Parámetros financieros
Emisión atmosféricas de GEI
Factor de utilización de la planta

Fuente: IRENA. Renewable energy market analysis the GCC region, 2016.

GeoLCOE¹⁶ es un aplicativo web, de uso libre, diseñado para estimar costos nivelados de generación de electricidad (LCOE) a nivel geoespacial para diferentes tecnologías de generación, principalmente aquellas de carácter renovable. Actualmente, el sistema calcula el LCOE para 18 tecnologías¹⁷ analizadas enmarcadas dentro de los 3 sectores energéticos: *Grandes centrales de generación, ZNI, y GD.*

Gracias a la aplicación de la herramienta GeoLCOE, se determinó el costo nivelado de energía para diferentes tecnologías, pudiendo de esta forma realizar una comparación precisa

¹⁶ GeoLCOE se creó en el año 2015 por un grupo de ingenieros de la Universidad de Antioquia pertenecientes al Grupo de Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL) y el grupo de Microeconomía Aplicada con el apoyo de ingenieros de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en Medellín, Colombia. En el año 2017, GeoLCOE es actualizado en su segunda versión, en la cual se agregan cinco nuevas tecnologías al mismo tiempo que se mejora su rendimiento haciéndolo más potente. <http://www.geolcoe.siel.gov.co/>

¹⁷ Las tecnologías analizadas en el aplicativo GeoLCOE son: Fotovoltaica, Biomasa de palma, Biomasa de bagazo de caña, Eólica, Geotérmica Flash, Geotérmica Binaria, Gas ciclo simple, Gas ciclo combinado, Termo solar, PCH's, Hidráulica, Carbón Lecho fluidizado, Carbón Convencional, Baterías BESS, Fotovoltaica ZNI, Fotovoltaica Grandes Centrales, Micro Hidráulicas ZNI Y Mini Hidráulicas ZNI.

donde convergen los factores relevantes que permite asignar no solo el costo energético en la generación de energía eléctrica, sino también los factores que lo determinan, de forma tal, que no solo impera el factor de costo de la inversión, en la determinación del costo energético unitario, a este respecto, los resultados de LCOE para FNCER consideran los incentivos tributarios que se establece en la Ley 1715 de 2014, al igual que las externalidades positivas de carácter ambiental, asociadas a la reducción de GEI, la protección a la salud y la biodiversidad.

En la [Figura 19](#) se observa el costo de inversión (o CAPEX por sus siglas en ingles), de las diferentes tecnologías consideradas en el análisis, expresado en dólares americanos (USD\$) por kW instalado. Para cuantificar el CAPEX por unidad de potencia eléctrica, se consideraron los siguientes parámetros: Costo de propiedad, costos indirectos de la inversión, la ingeniería civil y el equipamiento eléctrico y mecánico.

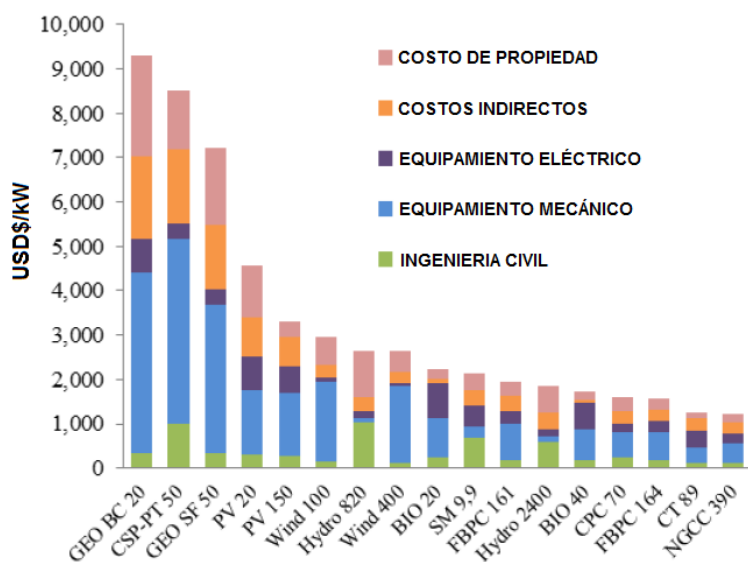


Figura 19. Costo de inversión por tecnología de generación de energía eléctrica

Nota. Fuente: Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Giraldo-Ocampo, J. D. Geospatial leveled cost of energy in Colombia: GeoLCOE. IEEE, 2015. Abreviatura de las diferentes tecnologías¹⁸

¹⁸ Energía solar concentrada parabólica 50 MW (CSP-PT 50), Ciclo binario geotérmico 20 MW (GEO BC 20), Solar Fotovoltaica 20 MW (PV 20), Fotovoltaica 150 MW (PV 150), Eólica 400 MW (Wind 400), Eólica 100 MW (Wind 100), Ciclo combinado de gas natural 390 MW (NGCC 390), Turbina vapor convencional 89 MW (CT 89), Central con Pulverizado convencional de Carbón 70 MW (CPC 70), Geotérmica flash 50 MW (GEO SF 50), Central de carbón en lecho fluidizado 161 MW (FBPC 161), Biomasa 20 MW (Bio 20), Biomasa 40 MW (Bio 40), Hidroeléctrica gran escala 820 MW (Hydro 820), Hidroeléctrica gran escala 2400 MW (Hydro 2400), PCH 9,9 MW (SM 9,9).

El LCOE determinado por la herramienta informática GeoLCOE, para las diferentes tecnologías de generación, se muestra en la [Figura 20](#) y se expresa en dólares americanos (US\$) por MWh de energía eléctrica producida. En la gráfica se identifican de igual forma, los factores que inciden en la construcción del indicador, tales como: Fuentes energéticas, externalidades, costos de operación y mantenimiento, entre otros.

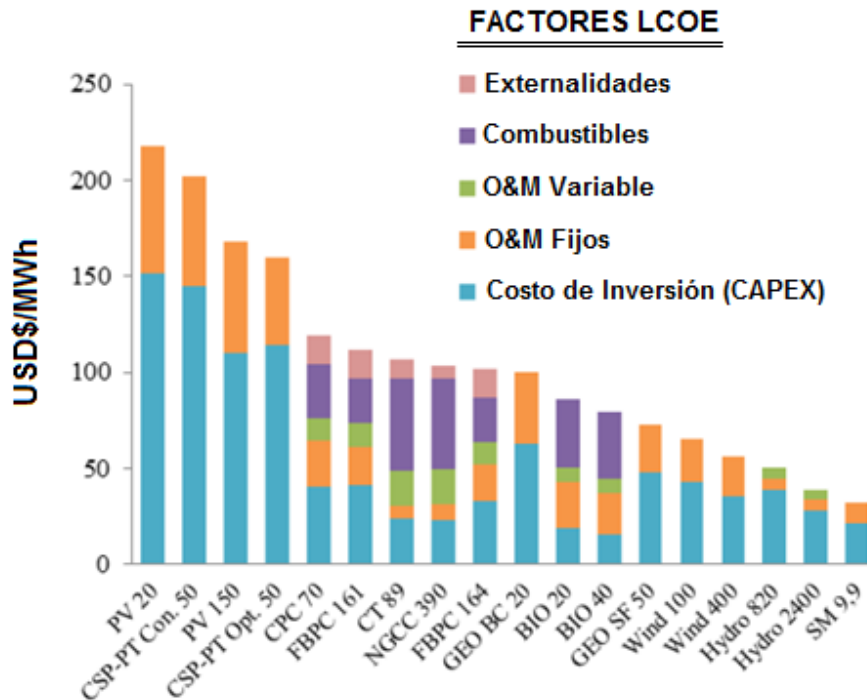


Figura 20. Costo Nivelado de energía (LCOE) por tecnología de generación

Fuente: Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Giraldo-Ocampo, J. D. Geospatial levelized cost of energy in Colombia: GeoLCOE. IEEE, 2015.

Es importante aclarar que estos resultados no representan necesariamente los costos de inversión reales y el LCOE cuantificado para una planta de generación operativa particular; sin embargo, la información derivada es producto de una especificación de costos rigurosa y detallada, siendo una estimación congruente para cada tecnología.

5.5.2. Costo de electricidad nivelado evitado (LACE)

El Costo de electricidad nivelado evitado (Levelized Avoided Cost of Electricity), es un indicador que representa el valor de la planta de generación de energía eléctrica para la red. El costo evitado nivelado de un generador refleja los costos en los que incurriría para proporcionar la electricidad desplazada por un proyecto nuevo de generación, como una estimación de los ingresos disponibles para la planta. Al igual que con LCOE, estos ingresos se convierten en un flujo de caja con los costos energéticos nivelados, durante la vida financiera asumida por la planta. LACE es conceptualmente un indicador complementario a LCOE que evalúa efectivamente el desempeño técnico-económico de un proyecto de generación eléctrica (EIA, 2018)

5.5.3. Beneficio Neto

El beneficio neto (NB) de un proyecto de generación, es la diferencia entre LACE y LCOE y proporciona un indicador intuitivo y realista, que ayuda a identificar los proyectos de generación más promisorios durante los procesos de planeación de la expansión del sistema eléctrico nacional. A través del NB, es posible identificar aquellos proyectos energéticos que equilibran ahorros y costos. Este balance puede proporcionar a los responsables de la toma de decisiones y políticas, herramientas adicionales para diseñar mejores planes y políticas de expansión energética con FNCER y COG.

Las centrales de generación se consideran económicamente atractivas cuando su LACE (valor) proyectado excede su LCOE (costo) proyectado. Tanto LCOE como LACE están nivelados sobre la generación de electricidad esperada durante la vida útil de la planta, lo que da como resultado valores presentados en dólares americanos (US\$) por megavatio por MWh de energía eléctrica producida. Estos valores varían según la ubicación geográfica de la planta, ya que la disponibilidad de recursos energéticos, los costos de combustible y otros factores esenciales a menudo difieren según el mercado.

Los valores LCOE y LACE también cambian con el tiempo a medida que la tecnología mejora, los beneficios tributarios y otros impuestos o subsidios expiran, y los costos de combustible fluctúan en el tiempo. La diferencia relativa entre LCOE y LACE es un mejor indicador de competitividad económica que cualquier métrica sola. Una comparación de solo LCOE entre los tipos de tecnología no logra capturar las diferencias de valor proporcionadas por los diferentes tipos de generadores a la red (EIA, 2018).

En conformidad con los datos suministrados en la [Figura 21](#), la mayoría de los proyectos de generación con energías limpias muestran altos valores de LACE y NB, especialmente la tecnología geotérmica, eólica e Hidráulica (Marín-Cano, C. C., & Mejía-Giraldo, D. A., 2018).

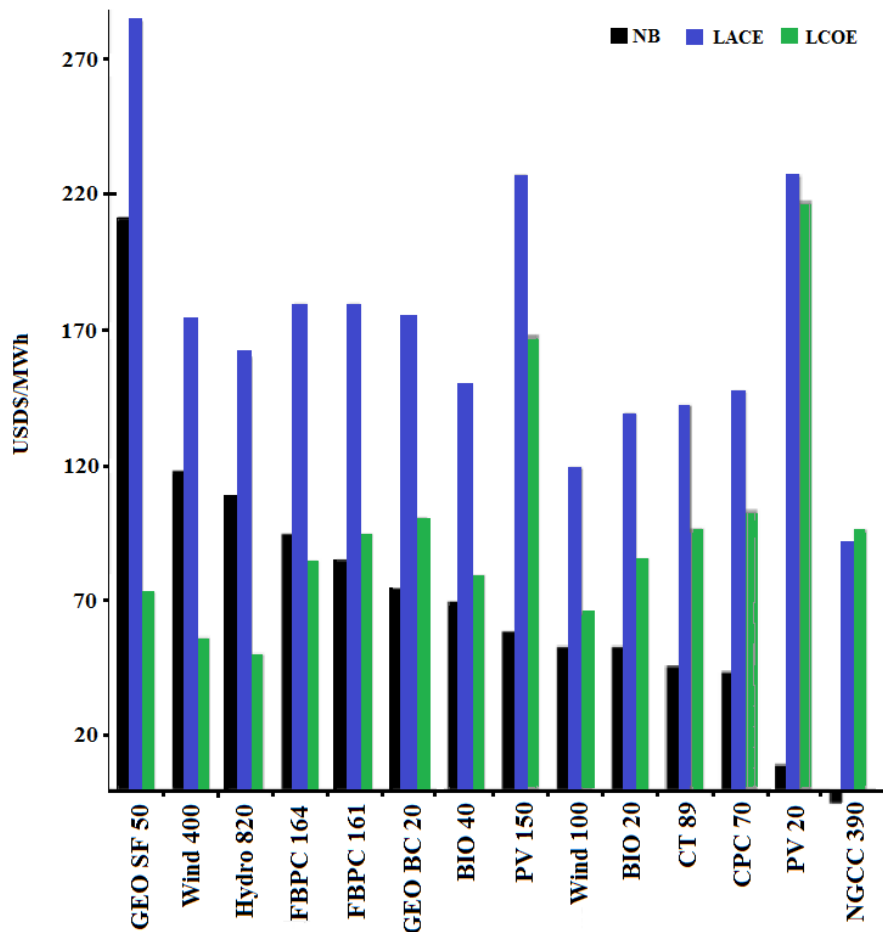


Figura 21. NB, LACE y LCOE de las tecnologías de generación en Colombia

Fuente: Marín-Cano, C. C., & Mejía-Giraldo, D. A. Levelized avoided cost of electricity model based on power system operation. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Dyna, 85(206), 79-84., 2018.

La firma Bloomberg NEF, especializada en la investigación de sistemas de generación con FNCER, realizó el estudio: *“Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk”*, donde se pudo establecer como en el segundo semestre de 2019, el LCOE de la generación eólica y fotovoltaica ha disminuido significativamente. La fuente de información del estudio, se fundamenta en su base de datos, que cubre aproximadamente 7.000 proyectos, ubicados en 47 países alrededor del mundo, comprendiendo 25 tipos de tecnologías diferentes, incluidas la generación térmica de carbón, gas natural, las FNCER y los sistemas de COG.

De acuerdo a este estudio, los costos de inversión de los sistemas de generación eólica y fotovoltaica han disminuido significativamente desde el 2009. Para los sistemas eólicos se debe principalmente por el aumento del tamaño de las turbinas o aerogeneradores, que ahora tiene una potencia promedio de 4 MW y un costo de inversión de USD\$700.000 por MW para proyectos recientemente financiados y para los sistemas fotovoltaicos, la reducción de los costos de inversión, es el resultado de las mejoras en la eficiencia energética de los paneles solares y los incentivos tributarios en las inversiones con FNCER (Bloomberg NEF, 2020).

En China, donde se encuentra el mercado de fotovoltaica más grande del mundo, el LCOE solar ya está en USD\$39/MWh y está cerca de la paridad del costo de operación y mantenimiento de las centrales eléctricas de carbón, cuantificado en USD\$35/MWh, sin involucrar, montos de inversión, costos de control ambiental e impuestos, entre otros. La reducción del LCOE fotovoltaico en China continuará en el futuro y repercutirá en la escena mundial, y Colombia no será la excepción. Esto se debe en gran medida al avance de China en su agenda de desregulación de su mercado eléctrico, dando una mayor participación para nuevos oferentes y/o competidores, estimulando la inversión y la investigación en FNCER.

La [Figura 22](#) muestra el comportamiento histórico del LCOE para la generación fotovoltaica, eólica y las baterías de iones de litio, donde se puede apreciar la caída significativa de los costos de generación con FNCER y almacenamiento de energía eléctrica, asimismo, el estudio precisa como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica son ahora las fuentes más económicas de generación eléctrica, para dos tercios de la población mundial, como se observa en la [Figura 23](#).

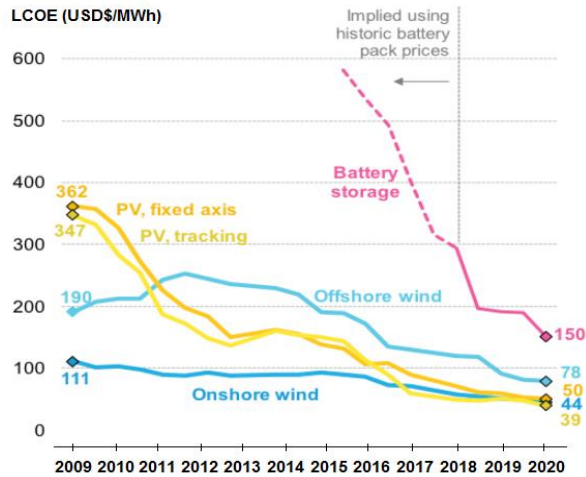


Figura 22. Comportamiento en el tiempo del LCOE

Nota. Fuente: Bloomberg NEF. Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk. London and New York, 2020. Tecnologías consideradas: Generación fotovoltaica, eólica y almacenamiento de energía en baterías¹⁹.

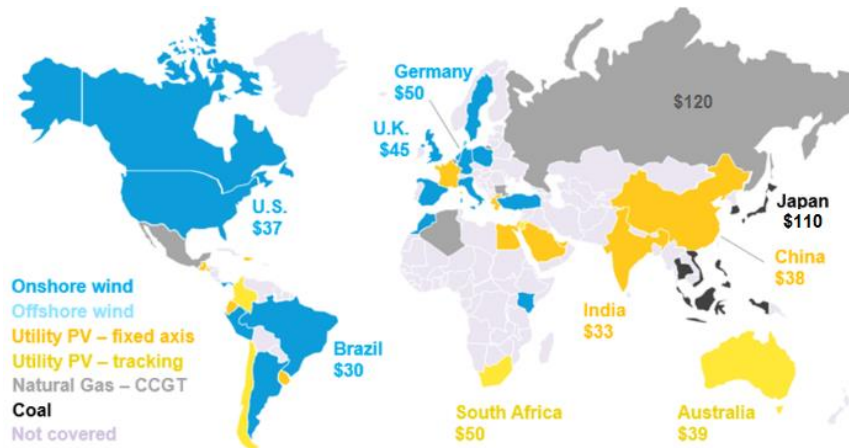


Figura 23. LCOE de las tecnologías de generación fotovoltaica, eólica y térmica por país

Nota. Fuente: Bloomberg NEF. Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk. London and New York, 2020. Unidad del LCOE expresada en USD\$/MWh. CCGT= Combined - cycle Gas Turbine o Turbina de gas en ciclo combinado.

¹⁹ El almacenamiento de batería es otro ejemplo de cómo la balanza se inclina a favor de la generación con FNCER, ya que la berrera indiscutible para estas fuentes no convencionales son los altos costos en el almacenamiento de la energía. En la actualidad se estima que la capacidad promedio de almacenamiento es aproximadamente 30 MWh por proyecto, cuatro veces mayor en comparación con el almacenamiento restringido a 7 MWh por proyecto, en el 2015. A partir del año 2018, el aumento de los tamaños de los proyectos combinados con una base de fabricación en rápida expansión y más productos químicos densos en energía, han reducido a la mitad el LCOE del almacenamiento de energía (Bloomberg NEF, 2020).

La reducción de LCOE y la maximización de los BN de las FNCER ha sido la fuerza impulsora de la transición energética que está dando en el mundo entero. Desde el año 2004, las inversiones en energías renovables en el mundo, han aumentado de USD\$ 43 a 270 Billones en 2014, lo que significa que la inversión en FNCER ha incrementado 6,2 veces en una década y la proyección en el futuro es seguir en crecimiento, como se observa en la [Figura 24](#) (Bloomberg NEF, 2020).

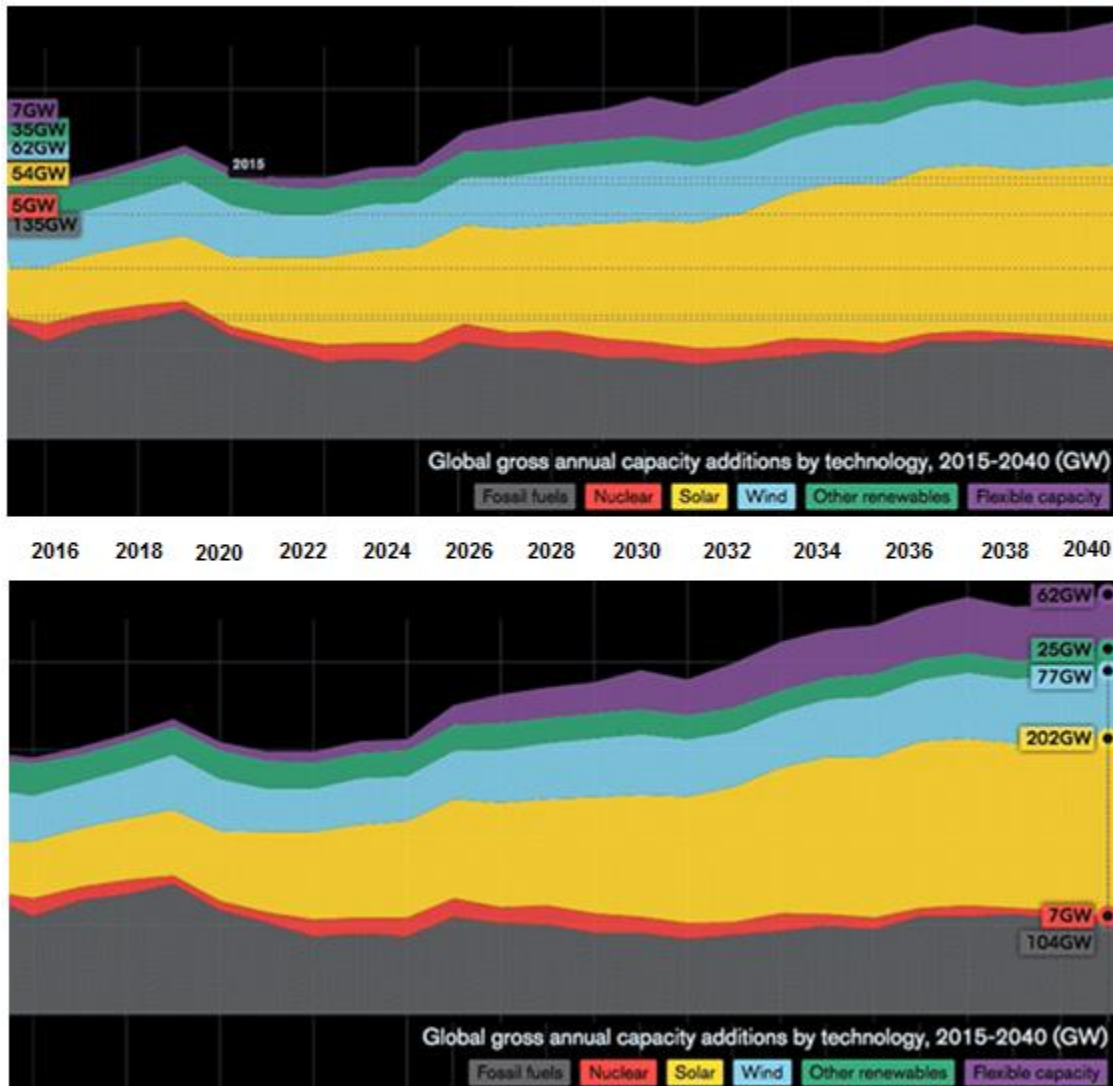


Figura 24. Incorporación de capacidad instalada por tipo de fuente (2015 – 2040)

Fuente: Bloomberg NEF. Recuperado de: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>, 2020.

El porcentaje de participación de las FNCER en la matriz energética mundial, sigue en aumento con el pasar de los años. En Europa se ha podido comprobar, la relevancia de las energías limpias, que han sido desarrolladas y perfeccionadas, principalmente por el interés de estas naciones, de poder tener una mayor autonomía energética, sin depender de los recursos fósiles, ni de hidrocarburos importados.

A este factor motivacional se suma, las obligaciones de reducción de emisiones de GEI, que se han impuesto las naciones europeas, para avanzar en las estrategias de mitigación al emprender la sustitución de la generación en centrales convencionales termoeléctricas, por plantas no convencionales, principalmente solar, eólico, mareomotriz y geotérmico. En la [Figura 25](#), se observa el crecimiento sostenido de las FNCER. Desde el año 2012 con proyecciones a 2030 y 2050, para EE.UU, Continente Europeo, China, India y Australia (Bloomberg NEF, 2020).

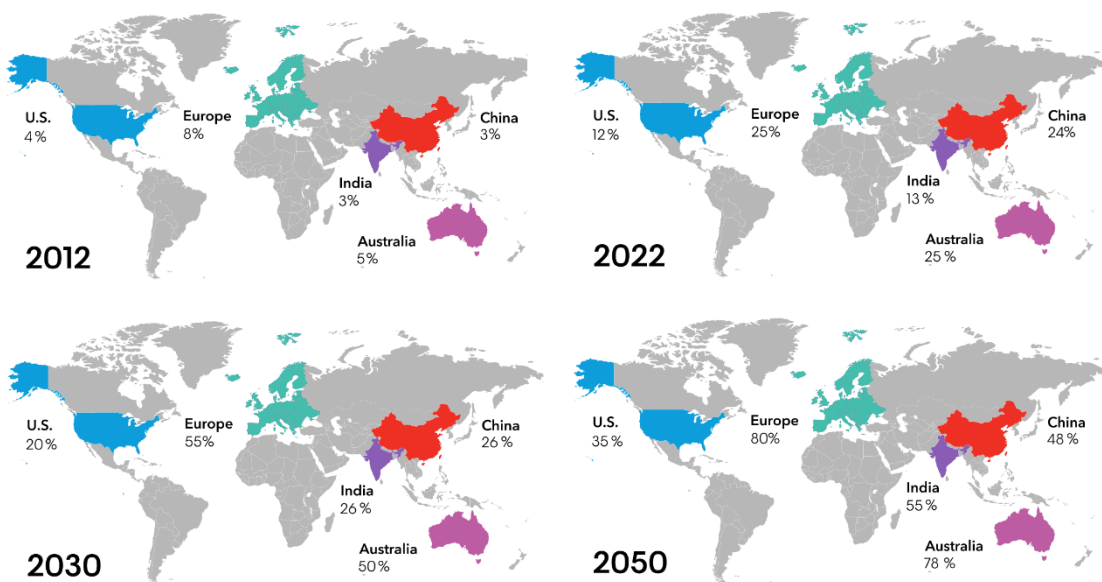


Figura 25. Porcentaje de las FNCER en la matriz energética por país (2012-2050)

Nota. Fuente: Bloomberg NEF. Recuperado de: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>, 2020.

Tecnologías consideradas: Generación fotovoltaica y eólica²⁰.

²⁰ Los combustibles fósiles representan actualmente cerca de dos tercios de toda la capacidad de generación de energía en el mundo, el resto está asociado a la energía nuclear y las renovables y la nuclear. El rápido aumento de las energías limpias, especialmente la solar y eólica, transformara el escenario energético en el futuro (2030 – 2050), donde los combustibles fósiles representarán menos de un tercio de la capacidad de generación de energía eléctrica (Bloomberg NEF, 2020).

La proyección a 2050 de la participación futura de las diferentes fuentes de generación se presenta en la [Figura 26](#), donde se observa el crecimiento sostenido de las FNCER, frente a la generación con fuentes fósiles (gas natural y carbón), contrastando los dos escenarios energéticos, antes y después de la transición energética, que tiene como punto de partida, el primer quinquenio del nuevo milenio (Bloomberg NEF, 2020).

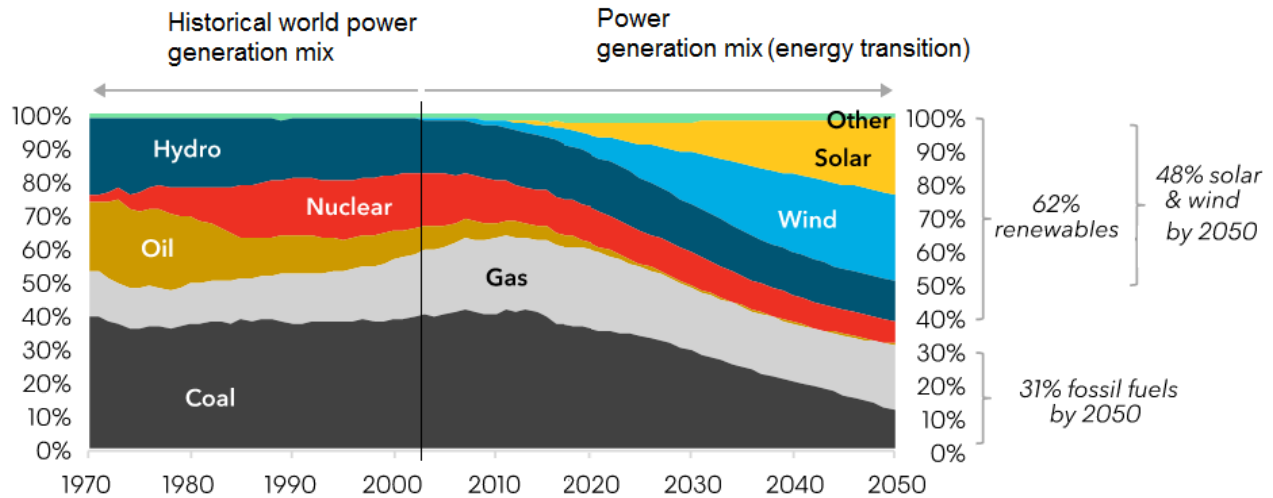


Figura 26. Porcentaje de generación eléctrica por tipo de fuente a nivel mundial (1970-2050)

Fuente: Bloomberg NEF. Recuperado de: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>, 2020.

5.6. Identificación de barreras de la GD con FNCER y COG en Colombia

La UPME, en el año 2015, adelantó el estudio: *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, siendo la fuente oficial adoptada por el estado, en materia de generación energética con FNCER y su complementariedad con el SIN. En este estudio se realizó un análisis exhaustivo de las barreras que en Colombia han impedido una mayor participación y desarrollo de las FNCER dentro de la oferta energética nacional.

De acuerdo a lo manifestado por Almilkar Acosta, Ministro de Minas y Energía en el gobierno de Juan Manuel Santos, periodo en el que nace la Ley 1715/2014, “...no son pocas las barreras con que han tropezado las FNCER para su integración a la matriz energética en Colombia. A lo largo de estos 24 años que han transcurrido desde que se expidió la Ley eléctrica (143/1994), Colombia ha contado con un Sistema eléctrico robusto y confiable, de clase mundial. Según el Foro Económico Mundial, su arquitectura lo sitúa en el octavo lugar entre 127 países. Pero estamos ante el riesgo de la autocomplacencia y tentados a permanecer en esta zona de confort y de allí la resistencia al cambio, del cambio de paradigma que se nos vino encima de la mano de la transición energética que se está dando en el mundo y de la cual Colombia no se puede sustraer²¹...” (Acosta, 2018).

Gobiernos de muchos países han promovido reformas en sus mercados eléctricos, por razones económicas, ambientales y de seguridad energética; transformaciones que impusieron nuevos retos, promoviendo la innovación de los modelos de operación y mercado. La penetración de la GD en los diferentes mercados energéticos internacionales, se ha dado como resultado de una serie de políticas que buscan eliminar las barreras que enfrentan las nuevas propuestas de generación eléctrica, al estar sometida a las condiciones impuestas por los modelos energéticos predecesores. En esta investigación, se caracterizaron las barreras en los siguientes grupos: Barreras de mercado, económicas, tecnológicas/de infraestructura y normativas.

5.6.1. Barreras de Mercado

Cuando un nuevo oferente ingresa a participar en un mercado constituido y de tradición como el mercado de generación eléctrica nacional, se ve enfrentado a una barrera *per se*, difícil de sortear. En Colombia existe una participación categórica de los agentes de generación hidroeléctrica a gran escala y de generación termoeléctrica, soportados en los cimientos de un

²¹ Fuente: Acosta, Almilkar. Crisis y oportunidad. Recuperado de: <https://www.larepublica.co/especiales/efecto-hidroituango/crisis-y-oportunidad-2829507>, 2018.

modelo energético que por décadas ha permanecido inalterable, sustentado en la seguridad energética y su grado de confiabilidad, como sus baluartes, lo cual les ha significado grandes inversiones económicas, obstaculizando la entrada de nuevos oferentes e inversionistas, que al considerarlos sus competidores, se ejerce hegemonía, pudiendo repercutir en las decisiones que el estado puede tomar, en relación con los asuntos de planificación y desarrollo de su sistema energético; lo anterior es consecuencia de tener un esquema de competencia imperfecta, con fuertes rasgos de oligopolio, basado en el modelo energético con fuentes convencionales.

Para que un mercado funcione adecuadamente, todas las partes de un intercambio o transacción deben tener igual poder de negociación. En el caso de las FNCER y la COG, cuando el mercado decide incorporarla a su modelo energético, se requiere desarrollar mecanismos regulatorios que permitan a los agentes pequeños y grandes, competir en igualdad de condiciones con estas energías frente, a las energías convencionales (UPME, 2015).

El IPSE identifico como barreras de mercado, el desinterés de los O.R en atención de mercados dispersos debido a la baja demanda y a los altos costos de administración, operación y mantenimiento y la falta de planeación energética con visión a mediano y largo plazo por parte de las entidades territoriales (IPSE, 2014).

5.6.2. Barreras económicas

Las tecnologías de generación con FNCER y COG, son intensivas en inversión de capital, al igual que otros proyectos de infraestructura, lo que conlleva requerimientos financieros altos, configurándose en una barrera, si no se cuenta con acceso al financiamiento. En este sentido, el sector bancario al no innovar su portafolio de servicios financieros y no entender este tipo de nuevos negocios de corte energético, probablemente solo apoyará los proyectos que entiende y que tengan garantías reales por su amplia experiencia o curva de aprendizaje, caso específico de las tecnologías de generación convencional, lo que implica una clara desventaja para los proyectos energéticos no convencionales.

Cabe destacar que el panorama ha cambiado en los últimos cuatro años, gracias a la masificación de proyectos con FNCER, principalmente de energía fotovoltaica y PCH's, a causa de la admisión de la AG y AGPE en la oferta energéticas del SIN, en virtud del amparo legal que otorgó la Resolución CREG 026 de 2016, promoviendo que la banca capitalice en mayor proporción este tipo de tecnologías. En la actualidad, la mayoría de bancos del país tienen líneas de financiamiento especializadas para estas iniciativas, pero aún son cautelosos en su otorgamiento. Los recursos son propios o vienen de organismos multilaterales como la Corporación Financiera Internacional (IFC), el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

5.6.3. Barreras tecnológicas y de infraestructura

Las barreras tecnológicas surgen cuando la transición energética trae consigo nuevos sistemas de generación, soportados en el marco de la innovación y vigilancia tecnológicas. La curva de aprendizaje en la implementación de nuevas tecnologías, muchas veces se percibe como algo negativo, en lugar de ser una oportunidad de progreso, se concibe como un factor de desequilibrio para un sistema ya constituido, como lo es el sistema eléctrico nacional. Implementar y/o integrar nuevas tecnologías en un sistema rígido, implica sortear las restricciones atribuidas a la resistencia al cambio, mediante una adaptación progresiva, soportada en el conocimiento.

A este respecto, el problema se acentúa por la falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías asociadas a los proyectos de generación eléctrica con FNCER y COG, lo que se traduce en el desarrollo de prejuicios hacia las nuevas tecnologías, trayendo consigo la tendencia de solo promover las tecnologías ampliamente probadas o reconocidas que no trasgreden al modelo energético imperante. A eso se le ha de sumar el hecho de que Colombia no es un país desarrollador de tecnología y solo se limita a su integración o adaptación, circunstancia que repercute negativamente en las dinámicas de innovación que busca la sostenibilidad energética.

Si existen deficiencias en infraestructura, bien sea vías de acceso y/o sistemas de transmisión eléctrica, muchos proyectos de generación, especialmente aquellos coligados a las FNCER en ZNI o proyectos de GD para integración al SIN, en lugares alejados o de difícil comunicación, podrían verse expuestos a inviabilidad tanto de carácter técnico, como económico, lo que supone para muchos proyectos su no implementación, o a lo sumo, restringir su potencia eléctrica a valores exiguos, para abastecer de energía una demanda muy limitada apartada del sistema de interconexión.

5.6.4. Barreras normativas

La instauración de la Ley 1715 de 2014, fue un paso muy importante emprendido por la nación, para impulsar los sistemas de generación con FNCER e integrarlos al sistema eléctrico, avanzando profusamente en su reglamentación, en los últimos dos años, como se pudo establecer en la tabla 10; no obstante aún falta un largo camino por recorrer para lograr una mayor participación de las energías limpias y consolidarlas en el modelo energético del país. La GD y COG, a diferencia de la AG y AGPE con FNCER, no ha contado con el mismo apoyo, que se manifiesta en la baja asignación límite de potencia eléctrica que la Resolución CREG 030 de 2018 le otorgo a los sistemas de GD, cuantificado en 100 kW, en comparación con el valor concedido al AG y AGPE, entre 1 a 5 MW (CREG, 2018). Lo anterior se configura como una barrera regulatoria para los sistemas de GD que no se configuran en la categoría de AG y AGPE, y solo aquellos proyectos que auto consumen su energía, son objeto de reconocimiento, otorgándoles el amparo legal.

Los procedimientos de conexión establecidos por la CREG, suponen complejidad para los nuevos oferentes de los proyectos a pequeña escala con FACER, concediendo a los O.R, el poder de decidir a quién y a quién no se le permite acceder a la interconexión, ya que muchos proyectos no pueden ser conectados al SIN, aduciendo la no disponibilidad en la entrega de potencia y energía, configurándose en una barrera que desincentiva el desarrollo de la GD con FNCER y COG. A este respecto a finales de 2019, la Superservicios informó la imposición de una multa a la Electrificadora del Huila S.A, ***por obstaculizar el acceso a la red*** de 5 proyectos

solares de cerca de 20 MW cada uno y pequeños generadores distribuidos, al rechazar la asignación de puntos de conexión que podrían llegar a configurar una práctica de abuso de la posición dominante que tienen en la actualidad los O.R; la acción emprendida por la Superservicios marca un precedente en Colombia, que permite evidenciar la posición que los agentes distribuidores de energía tienen frente a la integración de las FNCER y COG en el SIN y que se podría estar incurriendo a una segregación que impiden a los nuevos oferentes, inyectar sus excedentes de energía a la red eléctrica.

En cuanto a los sistemas de COG, la Resolución CREG 005 de 2010 establece que, se debe cumplir con el requisito mínimo de REE, desconociendo el mérito de eficiencia global (eléctrica + térmica), asociada a los procesos de aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad. Lo que supone inhabilitar la participación del COG en el SIN, y no poder entregar su energía generada a la red eléctrica. Algunos procesos de generación combinada (eléctrica + térmica) pueden contar con alta eficiencia en producción térmica y baja eficiencia en producción eléctrica, y dado a que el REE solo evalúa eficiencia eléctrica, estos proyectos potencialmente no podrían calificar como COG, siendo inhabilitados (Gómez W.A, 2017).

Es importante resaltar que, el mínimo REE establecido para el bagazo de la caña de azúcar es el 20 %, como se pudo observar en la tabla 13, mientras que para otros combustibles de origen agrícola es el 30 %, siendo un valor que solo incentiva la COG de los ingenios azucareros ya constituidos, asociados a plantas de gran capacidad energética. La COG con otras fuentes energéticas queda relegada corriendo el riesgo de no cumplir con el mínimo REE, criterio de elegibilidad, o de exclusión, dependiendo del punto de vista, para acceder a la red de interconexión (Gómez W.A, 2017).

En la [Tabla 21](#) se resumen las principales barreras identificadas de la GD con FNCER, la [Tabla 22](#) resume las barreras identificadas para la GD con COG y la [Tabla 23](#) resume las principales barreras para la integración de las FNCER en las ZNI.

Tabla 21.

Barreras identificadas para la GD con FNCER

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA BARRERA
<p>Barreras de Mercado</p>	<p>Alta participación de los agentes de generación hidroeléctrica a gran escala y de generación termoeléctrica, soportados en los cimientos de un modelo energético con fuentes convencionales.</p> <p>Desinterés de los O.R en atención de mercados dispersos debido a la baja demanda y a los altos costos de administración, operación y mantenimiento.</p> <p>Falta de planeación energética con visión a mediano y largo plazo por parte de las entidades territoriales.</p>
<p>Barreras Económicas</p>	<p>La falta de conocimiento local en el desarrollo de proyectos FNCER, sus características en materia de tecnología, rendimientos, costos operacionales, riesgos, etc., y la ausencia de mecanismos locales de promoción para el desarrollo de esta fuente, dificulta el acceso de los agentes interesados a fuentes de financiación favorables para la realización de estos proyectos.</p> <p>Si bien los costos de inversión de la tecnología para el aprovechamiento de la energía eólica han venido reduciéndose en la medida en que su eficiencia y factores de planta se han venido incrementando, y en algunos casos se puede decir que están en la frontera de competitividad con las fuentes tradicionales, los costos nivelados de la energía a partir de esta fuente aún pueden resultar relativamente altos dadas las implicaciones comerciales de la variabilidad del recurso.</p>
<p>Barreras tecnológicas y de Infraestructura</p>	<p>En la gran mayoría de los casos, para lo cual Colombia no es la excepción, las áreas con mayores potenciales para el aprovechamiento de las FNCER se encuentran localizadas en sitios alejados de obras de infraestructura esenciales como son redes eléctricas para la transmisión de la energía, adecuadas vías de acceso y comunicación y otros servicios básicos, lo cual dificulta la construcción de estos proyectos y, ante todo, su integración al SEN.</p>

<p>Barreras normativas</p>	<p>La GD y COG, a diferencia de la AG y AGPE con FNCER, no ha contado con el mismo apoyo, que se manifiesta en la baja asignación límite de potencia eléctrica que la Resolución CREG 030 de 2018 le otorgo a los sistemas de GD, cuantificado en 100 kW, en comparación con el valor concedido al AG y AGPE, entre 1 a 5 MW.</p>
<p>Naturaleza de los Recursos</p>	<p>La energía eólica, al igual que otras FNCER como la energía solar y los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, por su naturaleza variable no se ajustan al modelo de regulación de fuentes con despacho centralizado.</p> <p>Bajo dicho modelo, el mercado eléctrico mayorista exige que todos los proyectos con capacidades mayores a 20 MW estén sujetos al despacho central, con lo cual pueden ser penalizados por desviaciones respecto a la energía ofertada el día anterior, no teniéndose la opción de realizar las ofertas con tan solo unas horas de anticipación.</p>
<p>Conocimiento del Recurso</p>	<p>Si bien existen iniciativas puntuales de entidades como la UPME y el IDEAM, para brindar información de caracterización del recurso eólico, solar, geotérmico, como una primera aproximación par agente interesados en su aprovechamiento, no existe un mecanismo para brindar información pública suficiente de este recurso, u otras FNCER. Así mismo, no existen obligaciones por parte de quienes estudian estos recursos para compartir información con entidades como la UPME para planear su adecuado aprovechamiento.</p>

Fuente: UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015.

Tabla 22.

Barreras identificadas para la GD con COG

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA BARRERA
Barreras de Mercado	Alta participación de los agentes de generación hidroeléctrica a gran escala y de generación termoeléctrica, soportados en los cimientos de un modelo energético con fuentes convencionales.
Barreras Económicas	La falta de conocimiento local en el desarrollo de proyectos de COG, sus características en materia de tecnología, rendimientos, costos operacionales, riesgos, etc., y la ausencia de mecanismos locales de promoción para el desarrollo de esta fuente, dificulta el acceso de los agentes interesados a fuentes de financiación favorables para la realización de estos proyectos.
Barreras tecnológicas y de Infraestructura	No se cuenta con amplio conocimiento sobre las características de los posibles Combustibles de origen agrícola, pecuario, agroindustrial y urbano que pueden ser usados en procesos de generación eléctrica por COG. Especialmente hace falta contar con mayor información sobre sus implicaciones operacionales, en términos de las alternativas tecnológicas más adecuadas, sus costos de oportunidad, costos de manejo y niveles de producción disponibles y requeridos para su eficiente aprovechamiento.
Barreras normativas	<p>La regulación exige, entre otras condiciones, para acceder a la figura de cogenerador, el cumplimiento de un mínimo Rendimiento eléctrico equivalente -REE- del proceso, el cual se establece a partir del combustible utilizado. Hoy en día, el valor dispuesto para biomasa o Combustibles de origen agrícola diferentes a las biomasa producidas de la caña de azúcar no puede ser alcanzado por muchos procesos de cogeneración, lo cual les impide acceder a esta categoría.</p> <p>La Resolución CREG 071 de 2006 expresamente planteaba que los proyectos de cogeneración se consideraban como plantas menores para efectos de la aplicación de la norma de CxC, no pudiendo entonces participar de las subastas de asignación de obligaciones de ENFICC. A partir del año 2014, según lo dispuesto por la resolución CREG 153 de 2013 se abrió la posibilidad para los cogeneradores de participar de tales subastas bajo el cumplimiento de ciertos requerimientos de certificación de la biomasa.</p>

Fuente: UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015.

Tabla 23.

Barreras identificadas para la integración de las FNCER en las ZNI

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA BARRERA
<p>Barreras de Mercado</p>	<p>La optimización de las soluciones energéticas para ZNI y el adecuado diseño de sistemas híbridos están condicionados al conocimiento o caracterización adecuada de los patrones de consumo y las expectativas de demanda futura de las poblaciones atendidas. Adicionalmente, en la mayoría de los casos no se liga la provisión de la solución energética con proyectos concretos que además de procurar bienestar para las comunidades les permitan hacer un uso productivo y eficiente de la energía.</p>
<p>Barreras Económicas</p>	<p>La falta de conocimiento local en el desarrollo de proyectos FNCER, sus características en materia de tecnología, rendimientos, costos operacionales, riesgos, etc., y la ausencia de mecanismos locales de promoción para el desarrollo de esta fuente, dificulta el acceso de los agentes interesados a fuentes de financiación favorables para la realización de estos proyectos.</p>
<p>Barreras tecnológicas y de Infraestructura</p>	<p>No existe una base de información para conocimiento de las experiencias que se han desarrollado a través de los diferentes y múltiples proyectos de solución energética en las ZNI. Por tanto, se desconocen sus costos reales de inversión y operación, su éxito o fracaso, los problemas que han tenido que enfrentar y las soluciones que se han encontrado. De la misma manera, no se cuenta con información clara y precisa de la participación de las FNCER en términos de la capacidad instalada y la energía generada.</p> <p>No se cuenta con el personal técnico calificado suficiente para apoyar y atender el alto número de locaciones en ZNI donde se implementan soluciones energéticas. Por ende, en muchos casos no se presta un adecuado mantenimiento de los sistemas y eventualmente se pueden presentar fallas que nunca son solucionadas llevando al abandono de los equipos. Esto va en detrimento de la seguridad, la confiabilidad y la prestación misma del servicio del servicio, y al fracaso de muchas inversiones. Esta barrera se transforma en una gran oportunidad para la Universidad EAN, especialmente para su programa de Ingeniería en Energías.</p>

Barreras normativas	En la actualidad, aun cuando los subsidios para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI son asignados en función de los kWh consumidos, estos dependen principalmente de la cantidad de galones de combustible requeridos, bajo un esquema en el que no se promueve la reducción del consumo ni la sustitución de este energético, ya que esto simplemente le representaría una reducción en sus ingresos a las empresas que prestan al servicio, siendo una señal muy negativa para las FNCER y COG.
----------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuente: UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015.

5.7. Estrategias para impulsar el desarrollo de la GD con FNCER y COG en Colombia

5.7.1. Promoción de las estrategias de la Ley 1715 de 2014

La integración de la GD con FNCER y COG en el modelo energético nacional, se promueve mediante la Ley 1715/2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”. A este respecto, la finalidad de la Ley, en virtud de su correcta reglamentación e implementación, solo se cumple si contribuye a promover el desarrollo y la utilización de las FNCER, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las ZNI y en otros usos energéticos (como lo son la COG y la eficiencia energética), como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

Con la expedición de la Ley 1715 de 2014, se han establecido estrategias o instrumentos importantes de apoyo al desarrollo de la GD con FNCER y COG como son los siguientes:

- **Art. 8: la posibilidad a AG para entregar excedentes a la red** y su reconocimiento como créditos de energía (medición bidireccional) para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con FNCER, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la GD y lineamientos para su remuneración;

- **Art. 10: la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)**, destinado a financiar programas y proyectos en dichas áreas a partir de recursos aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, y organismos de carácter multilateral e internacional;
- **Art. 11 a 14: la disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos:** (a) posibilidad de deducir de la renta gravable hasta el 50% de la inversión en proyectos con FNCER, hasta por 5 años (Art. 11), (b) exclusión del IVA (Art. 12), (c) exención arancelaria (Art. 13), y (d) depreciación acelerada (Art. 14);
- **Art 15 a 23: apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar.**

En la [Tabla 24](#) se resume las diferentes estrategias o instrumentos provistos por la Ley 1715 de 2014.

Tabla 24.

Estrategias dispuestas por la Ley 1715 de 2014

Estrategias para reducir las barreras económicas y de mercado			
Tipo de estrategia	Descripción	Entidad responsable	Consideraciones generales
Incentivos fiscales	1. Reducción anual de la renta por valor equivalente al 50% de la inversión, durante 5 años, sin superar el 50% de la renta líquida. 2. Exclusión de IVA a equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados para producción, utilización y medición/ evaluación. 3. Exención de aranceles para maquinaria, equipos, materiales e insumos no producidos nacionalmente. 4. Depreciación acelerada de maquinarias, equipos y obras civiles, no mayor al 20% anual.	MME MADS MHCP DIAN MCIT UPME	Reglamentación establecida por el MME, UPME, MADS y la DIAN, con el concurso del MHCP y el MCIT.

Disposiciones de mercado	<p>5. Habilitación a la entrega de excedentes por parte de AG.</p> <p>6. Esquema de medición bidireccional y créditos de energía para excedentes provenientes de autogeneración a pequeña escala con FNCER.</p> <p>7. Valoración de los beneficios ocasionados por la GD, a ser incorporados en la respectiva remuneración.</p>	<p>CREG</p> <p>UPME</p>	<p>Desarrollo regulatorio integral, respaldado en estudios técnicos enfocados en los SDL.</p> <p>La UPME definió el umbral de la AGPE en 1 MW (Res. 281 de 2015).</p>
Mecanismos de financiamiento	<p>8. Creación del FENOGE</p> <p>9. Prolongación del FAZNI hasta 2021</p>	<p>MME</p>	<p>El FENOGE se reglamentó por medio del Decreto 1543 de 2017.</p>

Estrategias para reducir las barreras normativas, tecnológicas y de infraestructura			
Tipo de estrategia	Descripción	Entidad responsable	Consideraciones generales
Disposiciones técnicas	<p>10. Análisis de condiciones propias asociadas a la producción de energía a partir de las FNCER solar, eólica, geotérmica y biomasa para efectos de emitir reglamentaciones técnicas.</p> <p>11. Procedimientos y requerimientos técnicos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía proveniente de AG y GD.</p> <p>12. Obligación para la utilización de residuos de las masas forestales en silvicultura, aprovechamiento con fines energéticos de biomasa, y cultivos energéticos.</p> <p>13. Determinación de tipologías de residuos de interés energético y reglamentación para el uso, valoración y certificación de energéticos derivados de residuos de biomasa.</p>	<p>MME</p> <p>CREG</p> <p>MADS</p> <p>CARs</p>	<p>Los análisis, procedimientos y requerimientos técnicos requieren ser elaborados y determinados por el MME y la CREG</p> <p>Los mecanismos que permitan materializar las disposiciones y directrices dictadas por la Ley respecto a la biomasa deben ser desarrolladas por el MADS y las CAR con el concurso de otras entidades como el MME y el MADR.</p>

Disposiciones ambientales	<p>14. Definición de parámetros y criterios ambientales a ser cumplidos por proyectos con FNCER, de acuerdo con cada fuente o tecnología.</p> <p>15. Definición de ciclo de evaluación rápido para proyectos con FNCER</p>	MADS ANLA	Desarrollos normativos que en parte han sido abordados en el Decreto MADS 2041 de 2014.
Fomento desde la demanda	<p>16. Adopción o ejercicio de acciones ejemplarizantes de parte del Gobierno Nacional y el resto de administraciones públicas para el desarrollo de las FNCER.</p> <p>17. Fomento del aprovechamiento solar en urbanizaciones, edificios oficiales, industria y comercio.</p>	MME MADS MVCT	Acciones e instrumentos a ser desarrollados especialmente por el MME, el MADS y el MVCT y apoyadas por el resto de entidades y administraciones públicas.
Investigación científica y exploración	<p>18. Subvenciones y otras ayudas para programas de investigación y desarrollo, coordinados a través del SNCTI del MCTI, y el establecimiento de cooperación en esta materia, de manera inscrita en el marco de planes y programas nacionales en torno al desarrollo de las FNCER.</p> <p>19. Disposición para apoyar la exploración e investigación de potenciales energéticos geotérmicos y de los mares</p>	MCTI	Acciones a ser coordinadas desde El MCTI con la participación del MME, el MADS, el MADR, el DNP y las diferentes entidades adscritas o vinculadas con estas administraciones.
Divulgación	20. Programas de divulgación masiva y focalizada para informar al público sobre requisitos, procedimientos, beneficios y potenciales para desarrollar proyectos a pequeña escala con FNCER.	UPME	Desarrollo de diferentes tipos de eventos oficiales y académicos para fomentar las FNCER.
Elementos ZNI	<p>21. Conformación de áreas exclusivas y otros esquemas empresariales.</p> <p>22. Incentivos para la sustitución del combustible diésel o A.C.P.M.</p> <p>23. Administración y utilización de recursos del FAZNI y FENOGE con criterios de costo-efectividad, productividad, sostenibilidad, Etc.</p>	MME CREG	<p>Esquemas y mecanismos a ser estructurados y reglamentados por el MME y la CREG.</p> <p>Los criterios para el manejo de los fondos del FENOGE fueron establecidos por el MME (Decreto 1543 de 2017).</p>

Fuente: UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015.

5.7.2. Otras estrategias para la promoción de la GD con FNCER y COG

5.7.2.1. Reducción de emisiones de GEI

Teniendo como propósito aportar a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) en Colombia, se estableció la Ley 1819 de 2016 (Reforma Tributaria Estructural), creando *el impuesto nacional al carbono*²², que responde a la necesidad del país de contar con instrumentos económicos para incentivar el cumplimiento de las metas de mitigación de GEI. El impuesto nacional al carbono busca desincentivar el uso de los combustibles fósiles e incentivar mejoras tecnológicas para su uso más eficiente. Esto responde a los compromisos que el país asumió en el marco del Acuerdo de París, o COP 21²³, en diciembre de 2015, organizada por la CMNUCC.

A este respecto, es de suma importancia implementar el impuesto al carbono para el consumo de combustibles fósiles, como los derivados del petróleo, el carbón y el gas natural, que está siendo utilizado en las plantas de generación de energía eléctrica, especialmente en ZNI, y promover su sustitución por FNCER, ya que en la actualidad solo está sujeto de gravamen el gas natural consumido por la industria petroquímica y los hidrocarburos destinados a la actividad de transporte terrestre y aéreo.

5.7.2.2. Certificados de energía renovable (CERs)

Consiste en un título valor que se genera cuando una FNCER produce 1.000 kWh o 1 MWh de energía eléctrica y se inyecta a una red de interconexión. Los CERs se traducen en un beneficio económico para las plantas de generación con FNCER, facilitando con ello la transición energética.

²² El impuesto consiste en el pago de una tarifa relacionada con el contenido de carbono que se libera en forma de GEI, en el proceso de la combustión de los energéticos gravados por el impuesto: Gasolina, Kerosene, Jet Fuel, ACPM y Fuel Oil.

²³ Este compromiso se acordó en el COP21, para que el país pueda alcanzar la reducción de emisiones de GEI en un 20%, proyectadas a 2030.

Los beneficios más relevantes de este instrumento son²⁴:

- Promueve las estrategias en la lucha contra el cambio climático y a reducir el costo de las FNCER.
- Es un instrumento para que las empresas puedan demostrar su liderazgo en el desarrollo sostenible y en la reducción de su huella de carbono.
- Ayuda a cumplir con los objetivos establecidos en los reglamentos ambientales por parte de las entidades gubernamentales de muchos países.
- Supone una fuente agregada de ingresos a la venta de la electricidad, para los productores de energía renovable.
- Genera oportunidades para que las empresas amplíen su portafolio de energía limpia en zonas donde aún no se han realizado inversiones en FNCER.

En Colombia ya se están comercializando este tipo de certificados para plantas solares, que consiste en la tramitación de proyectos fotovoltaicos ante la ONU y obtener la emisión de CERs por la reducción de emisiones de carbono y otorgar beneficios económicos a las plantas fotovoltaicas durante varios años para contribuir a la amortización de los proyectos FNCER²⁵.

5.7.2.3. Incentivos por encima del precio de mercado mayorista

Otra estrategia que incentiva el desarrollo de las FNCER en diferentes países, consiste en la provisión de incentivos fijos adicionales al precio del mercado mayorista. Estos incentivos, por

²⁴ Fuente: Allcot Group. Certificados de Energía Renovable. Recuperado de: <https://www.allcot.com/certificados-de-energia-renovable/>, 2020.

²⁵ Fuente: Program of photovoltaic incentives of Colombia. Recuperado de: https://cdm.unfccc.int/ProgrammeOfActivities/poa_db/AP7GW2N61KRZF59MEUYXLCJBQ4TV3H/view, 2019.

la generación con fuentes de energías limpias, se pueden dar a través de pagos estructurados como cargos fijos en el valor unitario de la energía, o variar en el tiempo con los precios del mercado mayorista (por ejemplo, 10% por encima de los niveles del precio del mercado mayorista). Este enfoque resulta ser consistente con el CxC que los generadores convencionales reciben en Colombia por acordar la provisión de electricidad durante períodos de escasez y/o cuando los precios de la electricidad se disparan (UPME, 2015).

En el caso colombiano, se identifica entonces la oportunidad de que este mecanismo pudiera ser un incentivo homólogo o similar al existente de pago de CxC que favorece principalmente a los generadores convencionales que pueden ofrecer firmeza al SIN. En términos del nivel del incentivo, se recomendaría que Colombia adoptase uno de pago neutro en tecnología, que refleje el valor que la energía renovable provee a la red, tomando en cuenta para tal valoración los siguientes beneficios o costos evitados (Hansen, Lacy, & Glick, 2013). En la [Tabla 25](#) se presentan los beneficios o costos evitados para el SIN, identificados por la UPME, en el informe: “*Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*” (UPME, 2015).

Tabla 25.

Beneficios o costos evitados para el SIN por la generación eléctrica con FNCER y COG

Beneficios o costos evitados para el SIN	Consideraciones generales
Pérdidas evitadas	La naturaleza de la GD por FNCER y COG permite evitar las pérdidas asociadas a los sistemas de transmisión y parte de los sistemas de distribución, que puede representar el 0,04 USD/kWh del costo de la energía eléctrica (UPME, 2015).
Capacidad de generación evitada	La GD con FNCER y COG puede evitar o diferir la necesidad de capacidad de generación adicional, dependiendo del sistema y del grado en el que los aportes de la generación de energía renovable pueden ser considerados confiables. En este sentido, la capacidad de generación evitada puede ser valorada en 0,01 USD/kWh o aún más, dependiendo del mercado (UPME, 2015).

<p>Capacidad de transmisión y distribución evitada</p>	<p>La GD con FNCER y COG puede evitar o diferir la necesidad de desarrollar nuevas redes al generar energía cerca de las cargas. El ejemplo más representativo de esto puede apreciarse en las ZNI donde la energía renovable puede ser una alternativa de bajo costo en comparación con extensiones del sistema interconectado.</p> <p>El valor de aplazamiento de transmisión y distribución puede depender de variables como el crecimiento proyectado de la demanda, las características específicas de la ubicación y la cantidad de tiempo que la inversión en infraestructura de transmisión y distribución puede ser aplazada. Dicho valor se calcula que puede variar desde 0,005 USD/kWh en adelante (UPME, 2015).</p>
<p>Cobertura de riesgo</p>	<p>Los participantes del mercado generalmente pueden comprar coberturas financieras que absorben el riesgo de incrementos en los precios de combustibles por encima de cierto nivel, a través del pago de una prima. Dado que la generación de energías renovables como la eólica, la solar o la geotérmica no se relaciona con los precios de los combustibles fósiles, estas pueden servir como sistemas de cobertura contra tal riesgo. En otros estudios, este valor ha sido estimado en el orden de 0,01 USD/kWh o más (UPME, 2015).</p>

Fuente: UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015.

5.7.2.4. Subastas de generación de energía eléctrica con FNCER

En el mecanismo de subastas, se establece una meta cuantitativa de energía renovable, se abre una licitación y se escogen los proyectos de menor costo hasta cumplir con la meta establecida. Los generadores con FNCER presentan las ofertas consistentes con el precio mayorista y las empresas de menor costo ganan la licitación, lo cual se traduce en contratos firmes de compra de energía (UPME, 2015).

Es de suma importancia destacar que gracias a esta estrategia, el país por primera vez en su historia, dio un gran paso hacia la transición energética y la integración de las FNCER en el SIN; el país multiplicó por 50 veces la capacidad actual de generación eléctrica a partir de fuentes energéticas solar y eólica, no obstante, la GD con FNCER y COG, tiene como desafío incrementar su participación, en el mercado eléctrico nacional.

En la última subasta de generación, realizada en el mes de octubre de 2019²⁶, el país superó la meta de integración de FNCER al SIN, pasando de 26 MW a 1.299 MW de capacidad instalada en generación fotovoltaica y eólica para el año 2022, subasta que adjudicó 8 proyectos para generar 10,186 GWh/día de energía eléctrica, distribuidos en 17,39% para sistemas fotovoltaicos y 82,61% para sistemas eólicos. En la [Tabla 26](#) se relacionan los proyectos adjudicados en la subasta de generación eléctrica.

Tabla 26.

Proyectos FNCER adjudicados subasta de generación eléctrica

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología FNCER	Ubicación	Punto de interconexión
Beta	280	Eólica	La Guajira	Cuestecitas 500 kV
Camelias	250	Eólica	La Guajira	Cuestecitas 500 kV
Alpha	212	Eólica	La Guajira	Cuestecitas 500 kV
Casa eléctrica	180	Eólica	La Guajira	Colectora 1 500 kV
Campano	99	Solar	Córdoba	Chinú 220 kV
Cartago	99	Solar	Valle del Cauca	Cartago 230 kV
San Felipe	90	Solar	Tolima	San Felipe 230 kV
Acacia	80	Eólica	La Guajira	Cuestecitas 110 kV

Fuente: UPME. Circular externa No. 46, 2019.

²⁶ Fuente: UPME, Comunicado de prensa 05. “Día histórico para las energías renovables en Colombia: por primera vez, la energía del sol y del viento llegará, a precios más bajos, a los hogares colombianos”, 2019.

5.7.2.5. Esquema de remuneración para las ZNI

El proyecto de resolución CREG 004 de 2014, “*Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas*”, establecía un nuevo esquema de remuneración para la prestación del servicio eléctrico en las ZNI, presentando un modelo que permitiría que la energía producida a partir de FNCER sea remunerada con el equivalente al costo de la generación con combustible diésel o A.C.P.M , lo que promueve el uso de las FNCER (UPME, 2014).

Es oportuno destacar que, el proyecto de resolución CREG 004 de 2014 ha vencido sus términos para consulta pública, y actualmente ha sido objeto de implementación.²⁷

5.7.2.6. Mecanismos de financiación

En lo que a mecanismos de financiación se refiere, la Ley 1715 de 2014 en su artículo 10 establece la creación del FENOGE, para financiar programas de FNCER y gestión eficiente de la energía, cuyos recursos podrán ser aportados por la nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional. De esta manera, un instrumento que depende de su estructuración y reglamentación por parte del MME podrá contribuir de manera importante en la viabilidad de proyectos de GD con FNCER y COG (UPME, 2014).

Algunos fondos estatales que pueden financiar este tipo de proyectos, son: FENOGE, FAZNI, SGR y FAER.

Entre las fuentes de financiación con participación del Estado, esta: FINDETER, BANCOLDEX, FOMIN del BID, el BM, la CAF, el PNUD y GEEREF, entre otros.

²⁷ Fuente: CREG. Marco regulatorio para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, 2014. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/98be10fa78cdeee205257cf9007cc369?OpenDocument>

5.7.2.7. Eliminación del REE en la COG

Para impulsar la COG y su integración en el SIN, es de suma importancia considerar la eliminación del criterio técnico del REE, al no considerar a la COG una tecnología exclusivamente eléctrica y de esta forma posibilitar la venta de excedentes de energía por parte de plantas de cogeneración, y así viabilizar la utilización de ciclos de condensación con los que se puedan generar mayores excedentes de energía eléctrica para la venta, sin perderse la condición de cogeneración, ya que en la actualidad, si una planta no cumple con el REE mínimo (Res. CREG 05/2010), es excluida para ser integrada en el sistema de interconexión, pese a que el REE es solo un indicador intrínseco en la eficiencia energética de la planta de COG, que es utilizada para descalificarla y donde no se tiene en cuenta los costos evitados como se expuso en la [Tabla 25](#). A este respecto no es lógico excluir plantas de COG que no alcancen los mínimos de REE pero que le aportan al ahorro de energía primaria al SEN, y ser castigadas por no ser inmensamente eficientes.

5.7.3. Programas y planes nacionales

5.7.3.1 Plan Energético Nacional 2050 (PEN - 2050)

El Plan Energético Nacional, en la concepción del ideario energético 2050, desarrollado por la UPME, presenta ideas muy importantes sobre el desarrollo futuro del sector energético colombiano y que pueden ser utilizadas como base para la elaboración e implementación de la política energética en los próximos años. Para la elaboración del PEN-2050, se realizó una amplia revisión de la literatura internacional y nacional y se contó con los trabajos adelantados por la UPME en los últimos años.

Siendo congruente con la presente investigación, el PEN-2050 establece que, en los últimos años se están viendo cambios importantes en los sistemas energéticos que llevará a canastas energéticas más diversificadas con tendencia a incorporar tecnologías más limpias, a propiciar mejores usos de la energía y a contar nuevas formas de hacer negocios. Las preocupaciones por la seguridad del suministro energético, por reducir los impactos sobre el medio ambiente mejorar

las condiciones de adaptabilidad a los cambio del clima y por incorporar elementos de competencia en la entrega de los servicios energéticos hacia una mayor eficiencia; unido a los desarrollo en las tecnologías de información, comunicaciones y a las metodologías de control y monitoreo han producido resultados interesantes (UPME, 2015)

El ideario energético establece entre sus objetivos:

- **Suministro confiable y diversificación de la canasta energética.** La seguridad y la confiabilidad en el suministro de energía son fundamentales para el desarrollo de las actividades económicas y el bienestar de los habitantes del país. En la actualidad hay una notable concentración de ciertos energéticos, tanto en la oferta de hidrocarburos, como en la generación eléctrica y en los combustibles del sector transporte. Por lo anterior es preciso que se instalen otras fuentes de energía para lograr una diversificación de la canasta y garantizar un suministro de energía confiable, pero adicionalmente que sea sostenible. En particular se busca la inclusión sistemas de generación eléctrica con FNCER, principalmente plantas eólicas, generación solar fotovoltaica, geotermia y generación a partir de la biomasa en el mix eléctrico del país (PEN 2050).

- **Demanda eficiente de la energía.** Para mejorar la eficiencia en el consumo de energía es preciso actuar simultáneamente en dos frentes. El primer frente de acción corresponde a la forma cómo los usuarios valoran la energía. El segundo frente de acción corresponde a la forma en cómo los usuarios utilizan la energía, en este sentido se requiere promover la adopción de mejores hábitos de consumo energético y nuevas tecnologías que permitan reducir la intensidad energética y por ende la intensidad de carbono en la economía (PEN 2050).

- **Esquemas que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica.** Si bien se han logrado avances en lo que se refiere a la disponibilidad del servicio, no existe consenso sobre los niveles de asequibilidad de los servicios energéticos. A este respecto, es oportuno construir un indicador de *pobreza energética que refleje la incapacidad económica o adquisitiva (falta de asequibilidad) de utilizar los recursos energéticos* para el desarrollo personal, social e industrial, bajo un marco de sostenibilidad de largo plazo (PEN 2050).

5.7.3.2 *Programas y proyectos FENOGÉ*

El FENOGÉ en el cumplimiento de su como objetivo²⁸, ha diseñado e implementado programas y proyectos para promover el uso de FNCER en Colombia. Se mencionan a continuación los siguientes:

- ***Programa Colombia E2.*** Es un trabajo articulado entre el MCIT, a través de Innpulsa Colombia, y el MME a través del FENOGÉ, que busca fortalecer la industria de las energías renovables, apoyando soluciones y/o modelos de negocio que sean económica, financiera, ambiental, social y técnicamente sostenibles, para contribuir al aumento del acceso a la energía en ZNI.
- ***Sustitución de A.C.P.M en Vigía del Fuerte.*** Este proyecto denominado: “*Metodología para el desarrollo de proyectos de FNCER y GEE en ZNI: caso de aplicación en Vigía del Fuerte, Antioquia*”, tiene como objetivo el estudio de pre-factibilidad, factibilidad y diseño para la identificación de medidas de Gestión Eficiente de la Energía y la sustitución parcial o total de la generación con A.C.P.M o diésel que permitan disminuir la demanda de energía eléctrica en el municipio de Vigía del Fuerte en Antioquia.

5.7.3.3. *Planes de Energización Rural Sostenible (PERS)*

Los PERS son planes estructurados a partir de un análisis de los elementos regionales relevantes en materia de emprendimiento, productividad y energización rural, como se esboza en la [Figura 27](#), que permiten identificar, formular y estructurar lineamientos y estrategias de desarrollo energético rural así como un banco inicial de proyectos integrales y sostenibles de suministro y aprovechamiento de energía para un período mínimo 15 años, donde no solamente

²⁸ Financiar planes, programas y proyectos que promuevan, estimulen o fomenten el desarrollo y la utilización de FNCER, para la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana y el uso eficiente de la energía, contribuyendo así a un uso eficiente de los recursos naturales y a mitigar el impacto de los GEI.

su objeto sea proveer el servicio, sino que apoyen el crecimiento y el desarrollo de las comunidades rurales de las regiones (IPSE, 2018).

Los PERS son el resultado de un esquema de trabajo regional e interinstitucional con el propósito de unir esfuerzos en búsqueda del fortalecimiento de las regiones y la descentralización del conocimiento, con el liderazgo, en lo posible, de la Academia. Con esta estrategia, se garantiza que los proyectos integrales incluidos en el catálogo cumplan con los objetivos de sostenibilidad y aprovechamiento de la energía como insumo de producción, para el desarrollo de las comunidades rurales. Los PERS de una manera gradual y segura, buscan garantizar la sostenibilidad de los proyectos, en procura de elevar el nivel de calidad de vida de los habitantes de estas zonas y sobretodo impulsar su desarrollo local, estableciendo lineamientos de política energética local que brinden una hoja de ruta a cada región en particular (IPSE, 2019).



Figura 27. Esquematización de los Planes de Energización Rural Sostenible - PERS

Fuente: IPSE, 2018 Recuperado de: http://www.ipse.gov.co/pages/ipse/Informe_PERS_Direcci%C3%B3n1.pdf

La UPME ha venido apoyando el desarrollo de los Planes de energización rural sostenibles (PERS) a través de convenios con la vinculación de gestores locales, socios estratégicos y cooperación nacional e internacional. En diciembre de 2018 ya están finalizados y liquidados seis PERS en La Guajira, Tolima, Nariño, Putumayo, Choco y Cundinamarca y en ejecución tres PERS: Orinoquia (Vichada, Casanare, Meta, Arauca), Cesar y Norte de Santander, estos dos últimos cuyos convenios fueron firmados en el año 2017 (UPME, 2018).

La UPME con el apoyo de Programa de Energía Limpia para Colombia de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional – USAID, estructuraron un proceso metodológico que permitiera desde las regiones, fortalecer la planeación energética a corto, mediano y largo plazo, identificando los esquemas empresariales existentes o mediante nuevos oferentes, que condujera a la implementación de soluciones energéticas con el potencial que aprovechamiento de los recursos energéticos de cada región (IPSE, 2018).

En la [Figura 28](#) se suministra información sobre la localización geográfica de los PERS por departamento, sus aportantes y el estado de avance de cada uno.

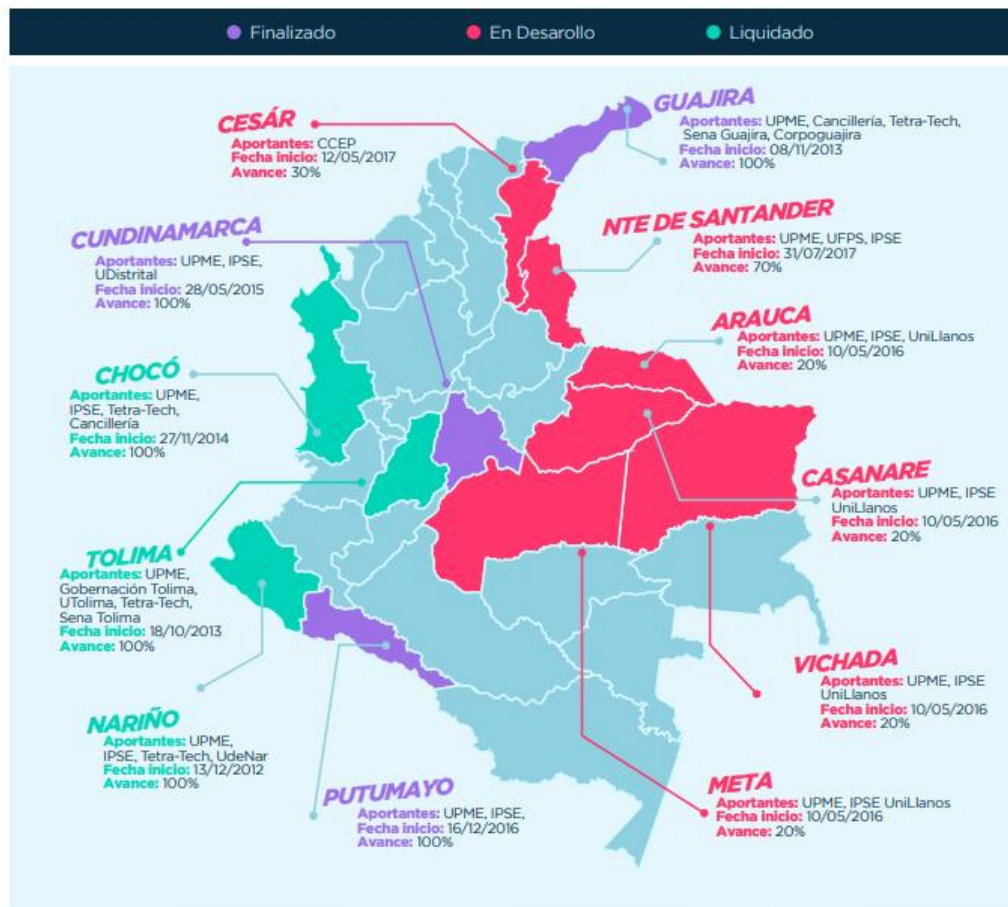


Figura 28. Planes de Energización Rural Sostenible - PERS

Fuente: UPME. Informe de gestión, 2018.

5.8. Impacto de la GD con FNCER y COG en la oferta energética nacional

Determinar el impacto de la GD con FNCER y COG en la oferta energética nacional es una tarea de extrema complejidad, más aun cuando las dinámicas de estos sistemas en su integración o complementariedad con el modelo energético nacional, aún está en prospección para determinar sus repercusiones reales, tanto positivas como negativas; sumando la circunspección, de la Ley 1715 de 2014, que no establece metas para la integración de las FNCER en el SEN, ni tampoco propone o exige que el Gobierno adopte metas a futuro.

Dada la complejidad del sistema eléctrico nacional, la extensión del territorio, y la diversidad y dispersión de recursos renovables disponibles en los diferentes territorios, el aprovechamiento de aquellos recursos más abundantes en cada región representa una oportunidad a potencializar como instrumento o mecanismo para fomentar el desarrollo de nuevas actividades económicas y mejorar la calidad y la sostenibilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica (PEN 2050).

A fin de establecer un impacto cuantitativo y mensurable que permita evidenciar el cumplimiento del objetivo de integración, la presente investigación tomo como referencia las proyecciones futuras, considerando la Ley 1715 de 2014 debidamente reglamentada, donde se establece un escenario en el que el MME promueva activamente el cumplimiento del objetivo de integración de la GD con FNCER y COG, y la CREG en conjunto con las entidades responsables de la reglamentación de la ley, compartan, amparen y respondan positivamente a los lineamientos de la política energética señalada.

Este escenario contempla la implementación de procedimientos y/o mecanismos para²⁹:

²⁹ Este escenario es considerado en las proyecciones de integración de las FNCER y COG en el SEN, realizado por la UPME y publicado en el documento: “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, 2015. En la investigación se contempla el escenario 2, donde se reglamenta debidamente la Ley 1715 de 2014 y se promueve activamente el cumplimiento del objetivo de integración de las FNCER al SIN. En este escenario la CREG en conjunto con otras entidades responsables ante el proceso de reglamentación como son el MADS, el MHCP, la UPME, la ANLA y las CARs, entre otras, responden positivamente a los lineamientos de política pública elaborados en tal sentido.

- ***Acceder a los incentivos a la inversión*** establecidos en el capítulo III de la Ley 1715 de 2014, de manera que estos sean fácilmente accesibles tanto a pequeños como grandes inversionistas.
- ***Facilitar la conexión*** de los sistemas de GD con FNCER y COG, sin excluir rigor técnico.
- ***Facilitar la financiación*** a través del FENOGE y/o líneas de crédito establecidas con el apoyo de organismos multilaterales y bancos locales que impulsen estos proyectos.
- ***Establecer esquemas tarifarios o de remuneración a la generación, que valoren de manera favorable los créditos de energía producidos por los excedentes inyectados*** por la GD con FNCER y COG a las redes de los SDL, equiparando tal valoración con los costos evitados de la generación, transmisión y distribución.
- ***Establecer esquemas tarifarios o de remuneración a la generación por sistemas de GD con FNCER y COG, que reconozca los beneficios producidos a la red*** en términos de disminución de pérdidas, aumento en la vida útil de los activos de transmisión y distribución y soporte de energía reactiva, entre otros posibles.
- ***Eliminar el REE utilizado como criterio para permitir la entrega y comercializar de los excedentes de energía eléctrica al SIN***, y que impide a muchas plantas de COG participar en el mercado eléctrico nacional.

El informe *Energy Supply Situation in Colombia*, realizado por el DNP en el año 2017, se realizó un análisis de los posibles escenarios de ingreso de la GD con FNCER, examinando la superación de las barreras identificadas, las alternativas de localización, tomando en cuenta la disponibilidad de los recursos y la viabilidad técnica y económica.

En cada escenario se evaluaron los impactos energéticos, económicos y ambientales, para el sistema eléctrico nacional, y se determinaron las zonas con mayor probabilidad de integración de la GD y AGPE con FNCER para cada recurso energético con proyección a 2040 (DNP, 2017).

Se consideraron los siguientes factores influyentes:

Para la Autogeneración:

- Número de usuarios regulados y no regulados
- Disponibilidad de recurso energético primario (Solar, eólico, hídrico y biomasa)
- Crecimiento de la demanda
- Áreas superficiales disponibles
- Restricciones a la transmisión
- Políticas y apoyo local
- Regulación con medición bidireccional con venta de excedentes de energía

Para la GD:

- Riesgos por alta cargabilidad de equipos de SDL o STR
- Problemas de tensión en STR o SDL
- Disponibilidad de recurso energético primario (Solar, eólico, hídrico y biomasa)
- Regulación de la GD
- Curva de carga con altos consumos en horas picos
- Restricciones a la transmisión
- Zonas con problemas de recaudo

Con bases en los factores influyentes, en el estudio se categorizó la integración por áreas homogéneas donde se pueden desarrollar las FNCER, teniendo en cuenta los costos de oportunidad de la GD y AGPE, respecto a los costos totales del servicio de energía eléctrica, para el tipo de demanda del área geolocalizada. El análisis determina la probabilidad de ocurrencia de la integración por tipo de fuente, mediante un cuadro que codifica por colores su nivel, pasando de la menor probabilidad (Azul) a la mayor probabilidad (Naranja), identificando los niveles intermedios.

En la [Figura 29](#) se determinan las zonas y la probabilidad de integración de la GD y AGPE con FNCER, teniendo los siguientes factores influyentes representativos: El crecimiento de la

demanda de energía eléctrica, las restricciones de la transmisión³⁰, y la disposición de recursos naturales, clasificados en fuente solar, eólica, hídrica y biomasa.

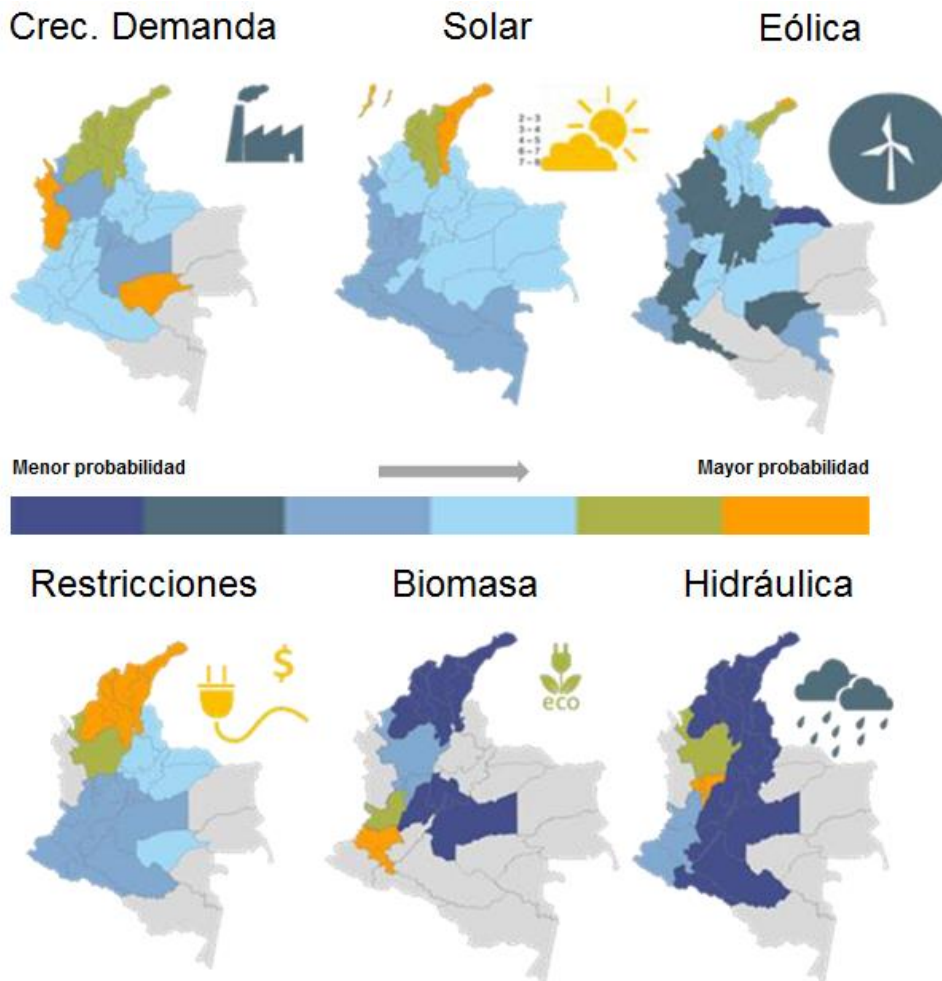


Figura 29. Probabilidad geolocalizada de las instalaciones de GD por recurso

Fuente: DNP, *Energy Supply Situation in Colombia*, basado en los datos suministrados por XM, *Informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano*. UPME, *Atlas de radiación solar*. IDEAM, *Atlas de viento*. UPME, *Atlas del potencial energético de la biomasa residual*, 2017.

³⁰ Las restricciones se presentan cuando resulta imposible llevar energía desde las generadoras con costos más bajos hacia las zonas donde se encuentra la demanda, por falta de capacidad de transmisión. La diferencia entre el costo de la energía por mérito (energía proveniente de las fuentes menos costosas, seleccionadas originalmente por el operador del mercado en el despacho ideal) y los precios de la energía generada por fuera de mérito (o energía generada por la fuente que finalmente abastece la demanda), es lo que produce el cobro de las restricciones asociadas con limitaciones de transmisión (XM, 2019).

La [Tabla 27](#) resume algunas consideraciones generales por área geográfica intervenida en los mecanismos de integración de los sistemas de generación con FNCER en el sistema eléctrico nacional. El informe *Energy Supply Situation in Colombia* del DNPE, establece que, para proyectar la integración de las GD, es suficiente con promover la generación fotovoltaica distribuida en las áreas geolocalizadas, habida cuenta que es una tecnología que podría tener un impacto en la matriz energética, abriendo el espacio a las otras tecnologías que podrían ingresar aportando respaldo a la generación hidroeléctrica a gran escala y ser complementada con la biomasa de la COG, la generación eólica y geotérmica, consideradas en el Plan Energético Nacional 2050 (DNP, 2017).

Tabla 27.

Descripción del potencial de integración de la GD y AGPE con FNCER

Area o Segmento	Descripción de la potencial integración
Industrial con biomasa	Principalmente en Valle del Cauca, en industria de alimentos, se espera penetración media de Biomasa.
Industrial Interior sin Biomasa	Presenta un potencial medio en FV, la penetración esperada es baja por bajo crecimiento de demanda y bajos incentivos.
Industrial Caribe	Potencial alto en FV y bajo en biomasa e hidro, con alto incentivo a la autogeneración y al almacenamiento por falta de continuidad en la red de distribución.
Residencial Caribe	Potencial FV en generación a pequeña escala, con alto incentivo a la autogeneración en niveles de tensión 1 y 2.
Residencial No Caribe	Poco potencial y baja penetración en todos los recursos, no tiene incentivos a autogeneración.
Rural Antioquia y Centro	Alto potencial hidráulico en el área rural, con incentivos medios a autogeneración en niveles de tensión 1 y 2.
Rural Caribe	Potencial eólico y FV rural en generación distribuida, baja demanda y altos costos de conexión a la red de distribución.
Rural No Antioquia, Centro o Caribe	Potencial bajo, pero altos incentivos a autogeneración a pequeña escala en niveles de tensión 1 y 2.

Fuente: DNP. *Energy Supply Situation in Colombia*, 2017.

5.8.1. Impacto de la integración al SIN

Para las perspectivas de integración al modelo energético nacional proyectado a 2030, bajo el escenario de una alta participación de la GD con FNCER y COG, se establece:

- Una participación de las plantas de generación con FNCER asociadas a energía solar, PCHs, geotermia y a mayor escala, energía eólica.

- Una participación de las plantas de generación por COG asociadas a la utilización de biomasa.
- Un incremento notable de la capacidad efectiva por plantas de generación con FNCER y COG, proyectada para el año 2030; A este respecto, la generación energética con FNCER y la COG pasaría de 2.308 a 3.623 MW, en el periodo comprendido entre la última subasta de energía (2022-2023) y el año 2030, como se puede observar en la [Figura 30](#).

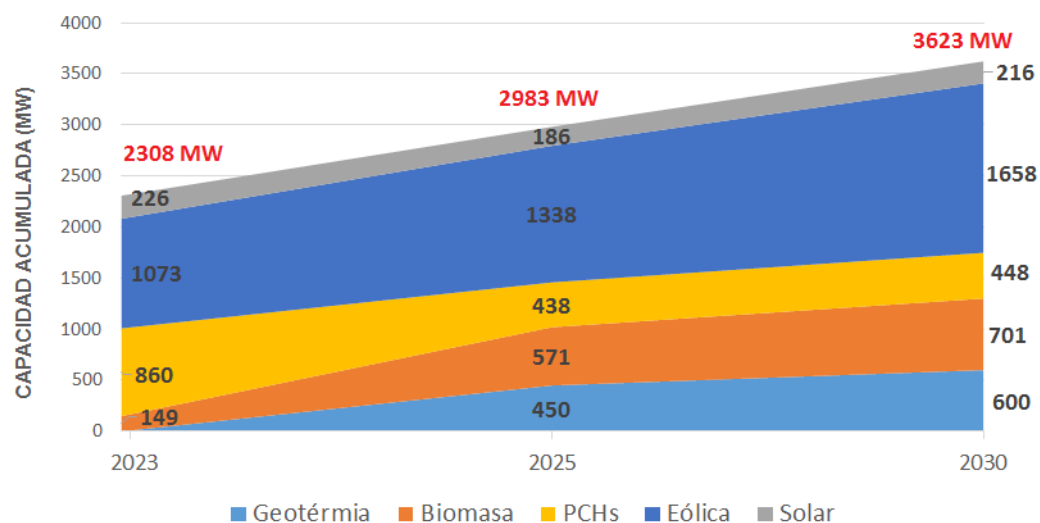


Figura 30. Proyecciones capacidad instalada con FNCER y COG a 2030

Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015. Las proyecciones para los años 2025 y 2030 corresponden al escenario 2, expectativas con la Ley 1715 debidamente reglamentada. Los valores para el año 2023, corresponde a los datos de la última subasta de energía, circular externa No. 46 (UPME, 2019).

5.8.2. Impacto de la integración en las ZNI

El 51 % del territorio nacional esta categorizado como ZNI e involucra a 70 municipios y 218.000 usuarios que no disponen del recurso energético en igualdad de condiciones de calidad y seguridad energética de las que ofrece el sistema de interconexión. El IPSE en el año 2018, estableció para estos territorios, una capacidad efectiva de 241 MW, de los cuales 7,2 MW corresponde a FNCER, configurándose un alto consumo de hidrocarburos para la generación eléctrica, utilizando mayoritariamente A.C.P.M, sujeto a subsidios por parte del Estado (Superservicios, 2018).

El valor de los subsidios asignados para el combustible destinado a la generación eléctrica en las ZNI entre 2014 y 2016 **ascendió a Col\$ 757.846 millones**; de los cuales el 50% tuvo como destino el pago de proveedores de combustible. Para el año 2016 este valor fue Col\$ 255.565 millones asociado a 1.727 localidades reseñadas en las resoluciones de pago. **Adicionalmente se observó que de 1.448 localidades reportadas por el IPSE en ZNI, el 119% recibieron subsidios, lo que denota la existencia de localidades adicionales a las referenciadas por el IPSE,** incluidos resguardos indígenas (CGR, 2017).³¹

De lo anterior, el máximo órgano de control fiscal del Estado advierte que, “...*La situación enfrentada en tales zonas del país corresponde a la destinación de altos subsidios de los contribuyentes, tanto a la provisión de soluciones energéticas como a la prestación del servicio de energía como tal (operación y mantenimiento) a través de la aplicación de tarifas altamente subsidiadas a los usuarios. Dichos costos conciernen principalmente al consumo de combustible diésel, en cuyo caso el costo nivelado de energía puede estar más de dos y tres veces por encima de los costos manejados en el SIN. Adicionalmente, el uso de las unidades electrógenas que operan con este combustible representa a la vez altos niveles de emisión de gases de efecto invernadero -GEI-, que son un perjuicio a ser eliminado o por lo menos reducido en gran medida a través de la integración de FNCER para el uso de sistemas de generación híbridos.*” (CGR, 2017, p.50).

La confluencia de los municipios que hacen parte de las zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC) y las ZNI, es muy alta, considerando que el 61 % del total de municipios de ZNI son ZOMAC. Por lo tanto, la infraestructura de generación eléctrica que se instale en los territorios del postconflicto, aprovechando las FNCER, beneficiará a más de la mitad de los municipios de ZNI, convirtiéndose en una oportunidad para ampliar la cobertura energética y promover el desarrollo y bienestar para sus habitantes (Superservicios, 2018).

³¹ Fuente: Contraloría General de la Republica. Estudio Sectorial: Subsidios a Combustibles en Zonas de Frontera y Zonas no Interconectadas, 2017.

5.8.3. Complementariedad hidroelectricidad y FNCER

La elevada participación de la hidroelectricidad en la generación eléctrica nacional, debe ser el factor dinamizador, que permita el surgimiento de nuevas opciones de generación con FNCER, al considerar la pertinencia de la complementariedad que tiene los dos sistemas. Lo anterior se debe a las sinergias climáticas, periodos donde las FNCER pueden compensar la reducción del suministro hidroeléctrico para satisfacer la demanda, en los ciclos de sequía, que restringe la generación con los recursos hídricos, como se puede ver en la [Figura 31](#), situación que día a día se exagera por la variabilidad climática, acaecida por el calentamiento global. (IRENA, 2016).

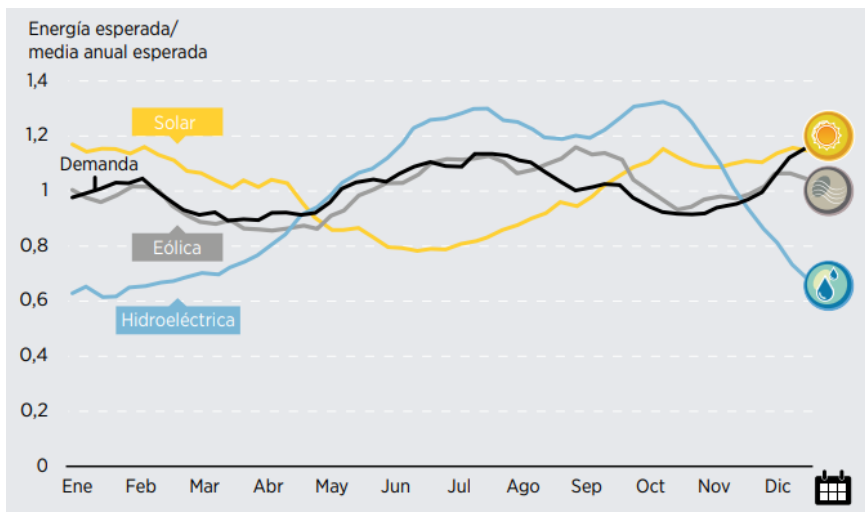


Figura 31. Complementariedad anual entre hidroelectricidad y FNCER

Fuente: IRENA. Renewable Energy Market Analysis: The GCC region, 2016.

La complementariedad entre la hidroelectricidad y las FNCER, lejos de asociar sistemas inconexos, debe ser aplicada para contrarrestar el déficit de generación hidroeléctrica en periodos de sequía, gracias al aprovechamiento de FNCER, integrándolas a la generación térmica. Bajo este esquema, la hidroelectricidad puede contrarrestar la variabilidad a corto plazo, y/o almacenar el exceso de generación (como una batería perfecta) de las FNCER, a un costo nivelado menor que con otras alternativas como las centrales térmicas de carbón y de gas natural (IRENA, 2016).

5.8.4. Impacto en la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica

El ODS 7 declarado por el PNUD³², enmarca los principios de la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica y que hace referencia al concepto de *democratización energética*, siendo uno de los principales propósitos de la GD con FNCER y COG. El gobierno nacional ha ampliado la cobertura del servicio de energía a todos los rincones del país, pero aún se presenta deficiencia no solo en la cobertura, principalmente en ZNI, sino también en la calidad.³³

En desarrollo de las metas transformacionales de Universalización del servicio de energía eléctrica, establecidas en el Colombia, la UPME elabora el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura Eléctrica (PIEC), en el cual se establece la ubicación georeferenciada, tanto de los usuarios sin cobertura de energía eléctrica, como de las redes del SIN, en todo el territorio nacional, y de esta forma promover las soluciones tecnológicas que permitan el acceso al servicio. Los resultados del último informe PIEC (2019-2023), permiten identificar las diferentes formas de universalización del servicio de energía eléctrica, asociado a la extensión de las redes del SDL, las micro redes y las soluciones aisladas individuales.

La UPME identificó un déficit de cobertura del servicio de energía eléctrica a nivel nacional igual al 3.9%. Lo anterior, representa cerca de 470.000 viviendas sin este servicio. El informe puntualiza que es necesario una inversión total de \$7.41 Billones para lograr el acceso universal de energía eléctrica en Colombia, de los cuales 9% corresponden a la expansión del SDL, 48% a soluciones aisladas con micro redes híbridas y 43% a soluciones aisladas individuales.

³² El ODS 7: Energía asequible y no contaminante. El crecimiento de la población mundial, estará acompañado con el crecimiento en la demanda de energía. Para alcanzar el ODS7 para 2030, es necesario expandir la infraestructura y mejorar la tecnología para contar con energía limpia en todos los países en desarrollo, es un objetivo crucial que puede estimular el crecimiento y a la vez ayudar al medio ambiente.

³³ La Calidad del Servicio en Colombia es un concepto relativamente nuevo, introducido mediante el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998), como parte del sentido de integralidad de las tarifas de energía eléctrica, contemplando aspectos generales de normas técnicas en cuanto a la calidad de la onda y estableciendo parámetros en cuanto a la continuidad del servicio, en desarrollo del literal n del artículo 23, dispuesto en la Ley 143 de 1994.

Del total de viviendas identificadas, se estima que el 88,13% pueden ser conectadas al SIN y el 11.87% restante deben ser abastecidas mediante soluciones aisladas (UPME, 2019).

Es importante destacar, la contribución que la GD con FNCER y COG en la universalización y asequibilidad de la energía en Colombia, aportando no solo en la cobertura energética del sistema eléctrico, mediante soluciones tecnológicas que promueven el desarrollo de muchas comunidades sin cobertura energética, sino también suministrando energía *in situ*, con menores pérdidas que se atribuyen a las redes de transporte y distribución del SIN, corrigiendo las deficiencias de calidad de los circuitos de interconexión que pueden estar sometidos a sobrecargas, constituyéndose un mercado eléctrico con mayor oferta de generación, más competitiva y diversificada.

5.8.5. Impacto en la sostenibilidad ambiental

Para dar cumplimiento al ODS 7, es necesario invertir en fuentes de energía limpia, como las FNCER y mejorar la productividad energética. La energía es uno de los grandes contribuyentes al cambio climático, y representa alrededor del 60% de las emisiones mundiales de GEI (PNUD, 2015).

La participación de la hidroelectricidad en el modelo nacional de generación eléctrica, es categórica, lo que conlleva a pensar, que nuestro sistema energético, *perse*, ya está en la categoría o estatus de energía limpia, sin embargo, el desarrollo de la energía hidroeléctrica a gran escala, conlleva costos medioambientales y sociales, como la deforestación, el impacto en los ecosistemas acuíferos y el desplazamiento de grupos poblacionales, entre algunos factores o externalidades negativas.

Otra amenaza ambiental de las represas hidroeléctricas es causada por su material orgánico (vegetación, sedimentos y suelo) que fluye desde los ríos a las reservas y se descompone,

emitiendo metano (CH₄)³⁴ y dióxido de carbono (CO₂) en el agua, durante todo el ciclo de generación en las centrales. Estudios indican que en ambientes cálidos y/o en zonas de alta precipitación de sedimentos donde el material orgánico es abundante, acelerando el proceso de colmatación de los embalses, lo que conduce a la disminución de la vida útil de la represa, y la liberación de grandes cantidades de GEI a la atmosfera, inclusive superando las emisiones generadas en plantas termoeléctricas (Fearnside, 2007).³⁵

La subestimación de los costos de la hidroelectricidad es evidente. Las grandes represas dejaron de construirse en países desarrollados, porque los mejores sitios para represas ya estaban desarrollados y las preocupaciones ambientales y sociales hicieron que los costos fueran inaceptables. Los países en desarrollo, donde millones de personas aún no están conectadas a la red eléctrica, han estado aumentando la construcción de presas hidroeléctricas durante décadas. Estos a menudo involucran megaproyectos, que repiten los problemas identificados con las grandes represas construidas en el pasado por los Estados Unidos y las naciones europeas: alterando la ecología de los ríos, causando una deforestación sustancial, generando pérdida de biodiversidad acuática y terrestre, liberando grandes cantidades de gases de efecto invernadero, desplazando a miles de personas, y afectando los sistemas alimentarios, la calidad del agua y la agricultura cercana. La sostenibilidad de estas empresas suele ser insuficientemente analizada por quienes las promueven (Moran, E. F., López, M. C., Moore, N., Müller, N., & Hyndman, D. W., 2018).

La ventaja más importante de la energía hidroeléctrica en contraste con otras fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar, es que puede despacharse rápidamente en cualquier

³⁴ El CH₄ es considerado uno de los principales GEI con un potencial de calentamiento global de 25, es decir, 1 molécula de CH₄ equivale a 25 moléculas de CO₂, bajo el criterio de potencial de calentamiento (IPCC, 2016).

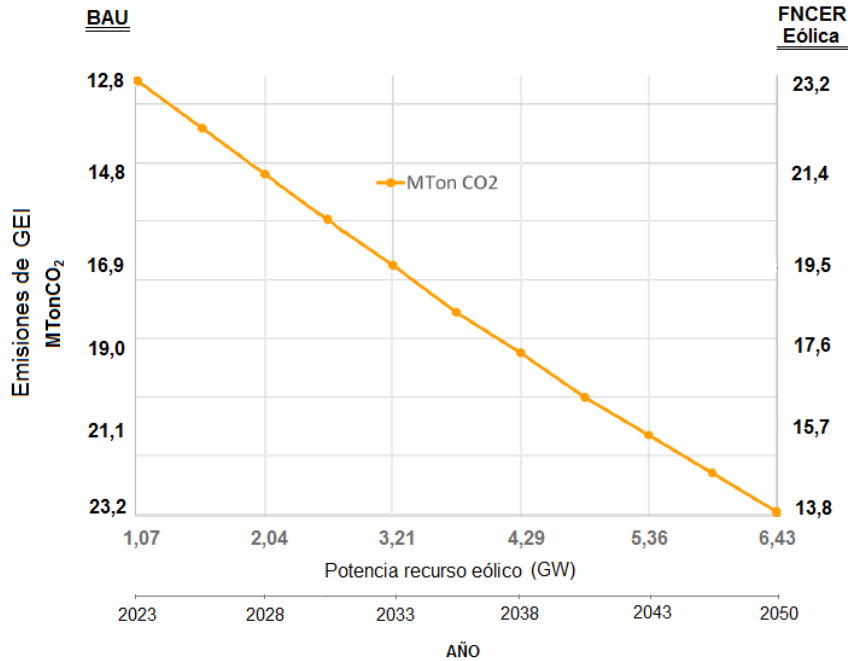
³⁵ Fearnside, P. M. (2007). Why hydropower is not clean energy. Estudios realizados por el Instituto Nacional para la investigación en el Amazonas en Manaus, Brasil, ha llamado a estas represas “fábricas de metano” y son responsables del 23% de las emisiones de metano (CH₄) generadas por actividades humanas.

momento, permitiendo a las empresas de servicios públicos equilibrar las variaciones de carga en el sistema de distribución eléctrica. A medida que avanza el siglo XXI, las compañías del sector eléctricos deben diversificar sus proyectos energéticos incluso más de lo que lo han hecho. El costo de la energía solar y eólica está disminuyendo, las eficiencias han aumentado y, cada vez más, tienen un precio competitivo para la energía producida. La energía hidroeléctrica puede ser parte de un futuro sostenible si se aleja de las grandes represas y se dirige hacia una combinación de sistemas de GD mediante pequeños aprovechamiento hidráulicos y fuentes de energía diversificadas de manera que no interrumpa los servicios ecosistémicos y la vida de las personas que conviven con los ríos del mundo (Moran, E. F., López, M. C., Moore, N., Müller, N., & Hyndman, D. W., 2018).

Es cauto evitar asumir una posición categórica, frente a la tesis anteriormente expuesta, pero también es poco conveniente esgrimir el argumento, que se ha promulgado ampliamente, que exime a la hidroelectricidad a gran escala de ser causante de impactos ambientales y que es la energía limpia por excelencia, generando barreras para la penetración de las FNCER, expuestas en esta investigación. Por otra parte, Colombia cuenta con un sistema eléctrico nacional relativamente bajo en emisiones de carbono, a diferencia de otros países con mayor participación de combustibles fósiles en su matriz energética y la nación no depende de energéticos importados (hasta este momento); estas razones parecieran de peso para que la nación no tenga un gran interés de impulsar el desarrollo de las FNCER, que en general, otros países lo hacen por la necesidad de reducir la emisión de GEI o la conveniencia de reducir la dependencia en combustibles importados y/o la presión de atender incrementos en la demanda mediante nueva capacidad instalada con base en recursos endógenos. Pero es indiscutible, que para Colombia, promover las FNCER repercutirá positivamente en sus indicadores de sostenibilidad, en especial lo que respecta al ODS 7, si la nación continúa este modelo energético, aceptado en el mundo entero.

En el informe del DNP, *Energy Supply Situation in Colombia*, elaborado en el año 2017, para analizar el impacto que conlleva la integración de las FNCER al sistema eléctrico nacional, se realizó una simulación de optimización del costo-beneficio de varias fuentes de generación, en la

cual, si se acepta como único criterio de elegibilidad la reducción de las emisiones de CO₂, puede resultar costosa para la demanda, o suponer riesgo para los potenciales inversionistas. A tal efecto, las simulaciones para la integración de las FNCER, al modelo energético nacional, indicaron mejores resultados si estas fuentes se complementan con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (DNP, 2017). En la [Figura 32](#) se presenta la reducción estimada de emisiones de GEI a 2050, por la integración de la energía eólica al SIN.



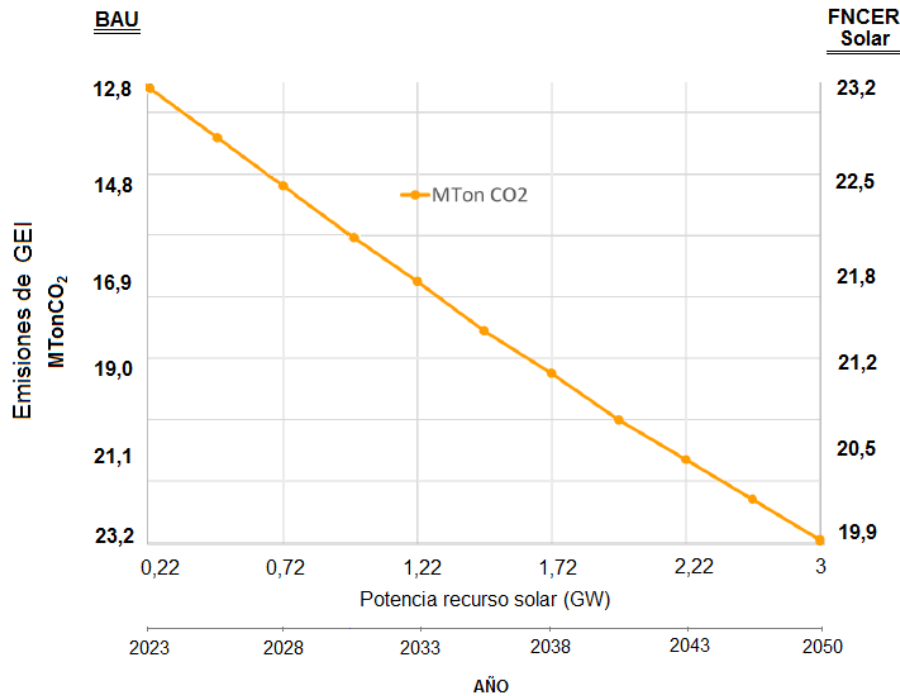
Reducción de GEI por GW eólico instalado:	1,473 MTonCO ₂ /GW
Potencia eólica asignada en subasta 2023 (UPME):	1,07 GW
Potencia eólica proyectada a 2030 (UPME):	3 GW
Potencia eólica estimada a 2050:	6,4 GW
Crecimiento quinquenal:	1 GW
Reducción de GEI a 2050:	9,47 MTonCO ₂

Figura 32. Reducción de emisiones de GEI por integración de eólica al sistema eléctrico

Nota. Fuente: Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por UPME. *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, 2015. Unidades de reducción de emisiones expresadas en Megatoneladas de CO₂ equivalente (MTon CO₂). La emisión de GEI del SIN para el año 2019 equivale a 11,5 MTon CO₂/año y representa el 4,86% del total nacional, para el 2023 se proyectarían en 12,8 MTon CO₂/año³⁶. En el escenario BAU o Business As Usual, no se efectúa ningún cambio para modificar las tendencias actuales, es decir, es el escenario sin implementación de medidas específicas.

³⁶ El factor de emisión del SIN utilizado 0,381 kgCO₂/kWh (UPME, 2019), que corresponde a 1,53 MTonCO₂/GW, para una capacidad efectiva del SIN de 17,46 GW y una generación eléctrica de 70.115 GWh/año (XM, 2019). La emisión total nacional de GEI se reportada en el *inventario nacional y departamental de GEI* es 236,7 MTon CO₂, (IDEAM, 2019). Factor de emisión para energía eólica promedio utilizado 0,014 kgCO₂/kWh (IPCC, 2011) y corresponde a 0,056 MTonCO₂/GW proporcional al factor de emisión del SIN.

En la Figura 33 se presenta la reducción estimada de emisiones de GEI a 2050, por la integración de la energía fotovoltaica al SIN.



Reducción de GEI por GW Solar instalado:	1,089 MtonCO ₂ /GW
Potencia solar asignada en subasta 2023 (UPME):	0,22 GW
Potencia solar proyectada a 2030 (UPME):	1 GW
Potencia solar estimada a 2050:	3 GW
Crecimiento quinquenal:	0,5 GW
Reducción de GEI a 2050:	3,27 MtonCO ₂

Figura 33. Reducción de emisiones de GEI por integración de fotovoltaica al sistema eléctrico

Nota. Fuente: Fuente: Elaboración propia basado en los datos suministrados por UPME. *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, 2015. Unidades de reducción de emisiones expresadas en Megatoneladas de CO₂ equivalente (Mton CO₂). La emisión de GEI del SIN para el año 2019 equivale a 11,5 Mton CO₂/año y representa el 4,86% del total nacional, para el 2023 se proyectarían en 12,8 Mton CO₂/año³⁷. En el escenario BAU o Business As Usual, no se efectúa ningún cambio para modificar las tendencias actuales, es decir, es el escenario sin implementación de medidas específicas.

³⁷ Factor de emisión del SIN utilizado 0,381 kgCO₂/kWh (UPME, 2019), que corresponde a 1,53 MtonCO₂/GW, para una capacidad efectiva del SIN de 17,46 GW y una generación eléctrica de 70.115 GWh/año (XM, 2019). La emisión total nacional de GEI se reportada en el *inventario nacional y departamental de GEI* es 236,7 Mton CO₂, (IDEAM, 2019). Factor de emisión para energía fotovoltaica utilizado 0,110 kgCO₂/kWh (IPCC, 2011) y corresponde a 0,441 MtonCO₂/GW proporcional al factor de emisión del SIN.

6. ANALISIS Y RESULTADOS

“Los números tienen una historia importante que contar y dependen de ti, para darles una voz clara y convincente”

STEPHEN FEW.

6.1. Contexto de la GD en el modelo energético nacional

6.1.1. Capacidad efectiva de potencia eléctrica nacional

La capacidad instalada del SIN es 17.462 MW con un crecimiento anual del 0,86%, al ser comparada con la capacidad registrada en el 2017, equivalente a 17.312 MW (XM, 2019). La capacidad instalada diferenciada por tipo de sistema y su participación porcentual respecto a la capacidad total, presentados en la [Tabla 1](#), permiten establecer que la generación centralizada de las plantas hidroeléctricas tiene la mayor aportación, con el 63,22 % de la capacidad instalada total, seguida de las centrales térmicas (gas, carbón y ACPM), las cuales reportaron en conjunto, el 29,21 %. A este respecto, *la GD asociada a la operación de las plantas hidráulicas menores (PCH's), la eólica y la solar, que están categorizadas como FNCER aportaron el 5,06 % y la GD por sistemas de COG una participación marginal del 0,85 % en el SIN* (XM, 2019). Cabe destacar que en la actualidad existe una mayor capacidad instalada asociada a plantas que consumen recursos no renovables como combustóleo y A.C.P.M, que plantas de generación con FNCER, al contrastar las cifras, teniendo en cuenta que el primero conlleva una participación del 6,85% y el segundo 5,06%.

6.1.2. Generación de energía eléctrica nacional

La generación de energía eléctrica para el año 2019, se cuantificó en 70.115 GWh/año. El mayor aporte en la generación eléctrica anual del país lo realizaron las grandes centrales hidráulicas, con una participación del 71,87% del total de la electricidad generada, equivalente a 50.394 GWh/año, como se observa en la [Tabla 2](#). En cuanto a la participación de las plantas térmicas, estas reportaron 13.319 GWh/año al SIN, lo que equivale a una participación del 18,99%. La generación de

electricidad coligada a la operación de las plantas hidráulicas menores (PCH's), la eólica y la solar, que están categorizadas como FNCER generaron en conjunto el 5,92 %, lo que corresponde a 4.156 GWh/año y en lo concerniente a la COG se reportó 732 GWh/año correspondiendo al 1,04% de la generación de energía eléctrica nacional. La generación de energía eléctrica tuvo un crecimiento anual del 1,69%, al ser comparada con el valor registrado en el 2018, equivalente a 68.948 GWh/año (XM, 2019). *El análisis de los datos obtenidos en el informe de operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano, determina la participación de la GD por FNCER y COG en 6,96% de la generación energética nacional*, lo que sugiere su gran potencial de desarrollo.

6.1.3. Categorización de las ZNI

El modelo energético de GD que promueve este documento de investigación, debe ser concebido bajo la premisa de complementariedad que GD le proporciona al modelo centralizado, ya que le confiere ventajas, al reducir las limitaciones de cobertura del servicio de energía eléctrica, en muchos territorios nacionales expuestos a la ausencia o baja cobertura del recurso energético. La GD permite llegar a donde la infraestructura energética de generación centralizada no llega, esto debido en gran medida a su propia configuración de inflexibilidad y a las restricciones que impone una economía de escala, donde se impone que, a mayor demanda de un bien o servicio, menor son los costos de producción para proporcionar ese bien o servicio, bajo la premisa o excusa que reza: *“Por la escasa demanda energética, si no cierra financieramente el proyecto, simplemente no se realiza”*.

De acuerdo a los datos suministrados en el [numeral 5.2.3](#) concerniente a la categorización de los territorios; Si la energía eléctrica es un factor de desarrollo y progreso, el hecho de contribuir con el 1,35 % de capacidad efectiva, para suplir los requerimientos energéticos de las ZNI, se puede interpretar en una debilidad que el estado Colombiano presenta en suministrar el recurso energético hacia las regiones o territorios que no están integradas a su modelo energético centralizado y que se puede percibir como un acto de indiferencia.

Es más factible técnica y económicamente proveer de electricidad a las comunidades de las ZNI mediante sistemas de GD, que integrarlos al SIN; Lamentablemente la integración al SIN, ha propiciado un esquema de desatención del estado, por acción o por omisión, que ha imperado por muchos años, traducéndose en la baja cobertura energética de las ZNI, deduciendo que, la lejanía de estos territorios nacionales y su baja densidad poblacional, son factores suficiente categóricos, para no ser objeto de integración al mercado eléctrico centralizado, esgrimiendo la tesis que los costos económicos de interconexión son más altos que los beneficios que podrían resultar para estas comunidades, siendo un claro síntoma de inequidad, que propicia un desarrollo limitado o de carácter condicional.

La GD se transforma en una oportunidad que elimina o reduce esta restricción, confiando el recurso energético a toda la población, lo que permitiría expandir y promover nuevas fuentes de ingreso. No debemos perder de vista que la energía y el desarrollo están íntimamente ligados y la carencia de energía implica siempre la ausencia de desarrollo y/o crecimiento.

6.1.4. Participación de los agentes en la generación de energía eléctrica

Respecto a la participación de los agentes en la generación de energía eléctrica, considerados en la [Tabla 4](#), se puede observar que EMGESA aportó al sistema el 24,64% del total de la energía requerida, EPM el 22,0%, ISAGEN el 16,36%, AES CHIVOR el 10,88%, TEBSA el 5,91% y EPSA el 4,34%. Lo que significa estas *seis empresas aportaron el 84,13% del total de la demanda eléctrica del SIN*, que comprende la tercera parte del territorio y satisface al 96 % de la población (XM, 2018).

De lo anterior se puede evidenciar como la participación de un número limitado de oferentes configura al modelo energético centralizado en un esquema con características de oligopolio controlado mayoritariamente por privados (tienen socios mayoritarios o controlantes de origen privado) donde seis empresas poseen el 90 % del parque de generación actual. La composición del parque de generación, otorga a los agentes el control del mercado eléctrico, lo que sugiere que para evitar este dominio es distribuyendo su participación, lo que implica reducir su concentración y

otorgando una apertura a nuevos oferentes en la generación eléctrica nacional por vía de las COG y las FNCER.

La alta concentración del mercado es un factor restrictivo en el sector eléctrico colombiano. El oligopolio, que en un principio fue un monopolio estatal y que ahora está en manos del sector privado, ha llevado a que pocos agentes tengan en su poder las grandes centrales de generación y por ende la capacidad de poder controlar deliberadamente o a discreción e influenciar el precio del mercado si así se lo propusieren (Rojas, 2016).

6.1.5. Capacidad efectiva de potencia eléctrica asociada a FNCER y COG en el SIN

La capacidad instalada de la GD de energía eléctrica por FNCER y COG, objeto de la investigación, corresponde a la sumatoria de la potencia eléctrica de las plantas menores a 20 MW con FNCER, la AG con plantas menores a 1 MW con FNCER y el total de las plantas de COG, dando como resultado 1.362,4 MW, que corresponde al 8,79% de la potencia eléctrica del SIN del año 2014, cuantificada en 15.489 MW, como se puede observar en la [Tabla 6](#) (UPME, 2014).

De la capacidad instalada total, se transfirieron 48,6% (662,2 MW) al SIN, *siendo esta la aportación de la GD con FNCER y COG a la capacidad eléctrica nacional, con una participación del 4,27% a 2014*. El principal aporte lo dieron las plantas menores a 20 MW con FNCER transfiriendo el 88,3% de la capacidad total de la GD, cuantificada en 584,9 MW. Cabe resaltar que esta potencia representa el 96,9% de la capacidad instalada de las plantas menores (603,3 MW); el restante 3,1 % tuvo como propósito el autoabastecimiento energético (UPME, 2014).

El 11,7% de la transferencia de potencia eléctrica restante al SIN, le concierne a las plantas de COG, al aportar 77,3 MW de su capacidad instalada (747,7 MW), y que corresponde al 10,3%; el 89,6% restante está asociada al autoabastecimiento energético en los procesos productivos coligados a la cogeneración principalmente en los ingenios azucareros (UPME, 2014).

En cuanto a la AG con plantas menores a 1 MW mediante FNCER no se reportó la entrega al SIN, lo que indica que este tipo de sistemas estaba vinculado exclusivamente al autoabastecimiento energético, sin generación de excedentes de energía eléctrica a la matriz de interconexión, razón por la cual, la capacidad transferida por la AG al SIN en el 2014 es nula (UPME, 2014).

Tomando la información del año 2014 como línea base, se pudo determinar que, la transferencia de potencia de la GD al SIN presentó un crecimiento del 58,6 % en 5 años al pasar de 662,2 MW en el 2014 a 1.050 MW en el 2019, como se indica en la [Tabla 8](#), valor que representa un aporte del 6,01% de la capacidad del sistema eléctrico nacional, confirmando así, que ya existe la integración de este tipo de sistemas con la red de interconexión y se debe propender a incrementar esta participación con nuevas tecnologías, que promuevan la sostenibilidad energética (XM, 2019).

Para el año 2019, el 84,3% del total de la GD corresponde a plantas menores a 20 MW con FNCER (886 MW). Es importante destacar que el 80,8 % de las plantas menores corresponde a PCHs y se constituye en modelo energético de GD con FNCER establecido en Colombia, hoy en día. Lo anterior se debe, esencialmente por la promoción de las estrategias de diversificación de la matriz energética que promueven la participación de la GD con FNCER y COG en el SIN, la cual ha experimentado un incremento en los últimos años, al pasar de 585 MW en el 2014 a 886 MW en el 2019, para las plantas menores con FNCER y de 77 MW en el 2014 a 149 MW en el 2019, para las plantas de COG, que conllevó un crecimiento del 51,4 % y 92,7 %, respectivamente, como se observa en la [Tabla 8](#).

Cuestión similar, se presentó con la expansión de la GD por AG pasando de 0 en el 2016 a 15,9 MW en el 2019, con un crecimiento del 159 %. Cabe recordar que fue a partir de marzo 2016, la AG fue posible, gracias a la flexibilización de requisitos otorgada por la Resolución CREG 026 de 2016, confiriendo la posibilidad de entregar excedentes energéticos al SIN (XM, 2017).

La GD con FNCER y COG ha involucrado crecimiento los últimos 5 años, pasando del 4,27 % al 6,01 % de la capacidad del sistema eléctrico nacional, entre los años 2014 al 2019, y se

proyecta a progresión para el futuro, no obstante, la participación en el mercado eléctrico del país aún es marginal, respecto las fuentes de generación eléctrica centralizada mediante sistemas hidráulicos y térmicos, que suman en conjunto el 92,4 % de la capacidad energética, lo que configura a la GD en una oportunidad de innovación y desarrollo del sistema energético nacional (XM, 2019).

6.1.6. Generación de energía eléctrica asociada a la GD con FNCER y COG

La generación de energía eléctrica asociada a la GD con FNCER y COG se cuantificó en 4.859 GWh/año y representa un aporte del 6,93 % en la generación total nacional y se presenta en la [Tabla 10](#). Las plantas menores a 20 MW con FNCER generaron el 83,5 % del total nacional (4.059 GWh/año). En cuanto a la GD asociada a la COG, su contribución al SIN fue el 15,06% (732 GWh/año), siendo este aporte, excedentes de energía eléctrica, una vez las plantas de COG, principalmente asociadas a ingenios azucareros. En cuanto a la GD por AG con FNCER, el aporte al sistema de interconexión fue 1,39% (68 GWh/año) y corresponde principalmente a la entrega de excedentes de energía por parte de empresas propietarias de sistemas de generación autónomos, mayoritariamente PCH's que representan el 91,6 % y plantas fotovoltaicas o solares con el 8,4 % restante (XM, 2019).

Es importante resaltar que, en la actualidad, el 74,2 % de la AG se realiza con combustibles fósiles, principalmente gas y no existen otros sistemas de generación con FNCER diferentes a las PCH's y la fotovoltaica. De acuerdo a los datos reportados por XM en el informe operación del SIN y administración del mercado eléctrico colombiano del 2019, las plantas menores a 20 MW con FNCER generaron 4.059 GWh/año de los cuales el 98,07% corresponde a PCH's, el 1,55% a energía eólica y el 0,36% a energía solar (XM, 2019).

Según datos suministrados por ASOCAÑA en su informe *“Oportunidades de cogeneración en Colombia, 2018”*, se reportó que, del total de energía generada por COG, en promedio 36,7 % son excedentes de energía transferidos al SIN. A este respecto, para una COG de 1.487 GWh/año en el 2017, fue inyectada a la red de interconexión, 592 GWh/año, lo que representa el 39,8 % para la red y el 60,2 % para el autoabastecimiento energético de cada empresa, con un

incremento promedio anual del 7,2 % para la generación eléctrica por COG y 13,9% de incremento anual de la entrega de excedentes al SIN, como se observa en la [Figura 11](#) (ASOCAÑA, 2018).

6.2. Normatividad Nacional de la GD para FNCER y COG

Tanto la GD como la AG y la AGPE se consideran modelos energéticos que propenden por la generación *in-situ* de la energía eléctrica, que puede satisfacer la demanda de múltiples usuarios del servicio de electricidad. A este respecto es importante establecer algunas consideraciones que caracterizan cada uno de estos sistemas y asociarse con los rangos de potencia que les confiere la legislación. Es importante enfatizar que tanto para la AG como la AGPE, se podría entender que su motivación es la autosuficiencia energética y no la producción de la energía eléctrica para otros usuarios, cuando se presentan los excedentes de energía en su sistema de generación o energía “sobrante”, una vez satisfacen sus propios consumos energéticos.

El GD a diferencia de la AG y la AGPE, si tiene vocación de agente generador de energía eléctrica, independiente si autosatisface sus requerimientos energéticos. La legislación establece los requisitos para ser categorizado como Agente GD (Agente Generador Distribuido), manifestando que debe ser exclusivamente una persona jurídica, contar con los permisos de conexión al SDL, ser próximo a sus potenciales usuarios de energía eléctrica y su potencia de generación no debe exceder 100 kW.

Evaluando los requisitos para configurarse como Agente GD en el marco de la ley vigente, es entendible que un Agente GD debe estar próximo a sus usuarios, como lo establece la definición misma de GD y, además, debe estar conectado a un SDL, ya que sus usuarios también lo están y esta sería la única forma de entregar su oferta energética y ser persona jurídica, lo que se interpreta más como un mecanismo de protección a sus usuarios finales, ya que exige la idoneidad que un Agente GD debe tener al constituirse como E.S.P. Lo interesante de este análisis es la potencia que no puede exceder el Agente GD, y que equivale a tan solo 100 kW, lo que puede sugerir una limitación manifiesta y que está en total contraposición con las iniciativas

para impulsar o desarrollar este modelo energético, que promueve la democratización energética, y que da garantías a la libre competencia en el mercado eléctrico, reduciendo la alta concentración de empresas generadoras de energía del sistema centralizado y que se configura en un oligopolio.

En este mismo sentido, se procede a realizar un análisis con los requisitos de potencia para el AG y el AGPE, donde se puede determinar que no existe tal limitación, puesto que, el primero no debe exceder el límite de 1.000 kW y, el segundo, los 5.000 kW y, a diferencia de la GD, tanto persona natural como persona jurídica puede ofertar la energía eléctrica generada. Lo anterior permite interpretar que el espíritu de la ley 1715/2014 está en contraposición con la Resolución CREG 030 de 2018, entendiendo que la primera promueve la GD y la segunda establece unos límites que puede ser un factor para desincentivar a quienes quieran emprender el modelo energético de GD. En procura de establecer un juicio razonable, se entiende que la GD será factible para el AG con límites de potencia generada de 5.000 MW y que tiene a su oferta de excedentes que les permite amortizar su inversión en infraestructura de generación eléctrica.

La Resolución CREG 030 de 2018, establece un mecanismo para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales que producen su energía, puedan vender los excedentes al SIN. El incumplimiento de estos mecanismos, que se configuran como requisitos de interconexión de la planta o central generación al SIN, independiente la clasificación de GD, AG y AGPE, le implica su desconexión y su nula posibilidad de entregar la energía eléctrica y/o excedentes de energía generada.

El estudio de conexión es un requisito en este rango de potencia y debe contener el análisis solicitado por el O.R. sin exceder los requisitos establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998, pero este requisito puede transformarse en una barrera para el desarrollo de las FNCER y las GD, ya que al otorgar el control de los O.R., se puede llegar a inviabilizar los proyectos, al dotarlos de complejos procedimientos e imprimiéndole altos costos de certificaciones que pueden en muchos casos exceder el costo del proyecto en sí mismo.

6.3. Sistemas de GD por FNCER y COG en Colombia

En el marco teórico se expusieron las tecnologías de GD, que presentan un alto potencial de ser integradas en el modelo de generación energética nacional e incrementar su participación en el abastecimiento energético al SIN y a las ZNI. Las tecnologías o sistemas, objeto del análisis correspondiente fueron: Generación eléctrica por cogeneración, energía fotovoltaica, energía eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), energía de la biomasa residual y energía geotérmica.

Se procedió a identificar cada una de las tecnologías, determinando su fuente primaria y/o los recursos naturales asociados a su aprovechamiento y se identificaron los principales proyectos, culminados satisfactoriamente o en fase de implementación, teniendo como propósito establecer el estado actual y las tendencias futuras asociadas a su utilización y/o desarrollo a nivel nacional.

A continuación se examinan los principales aspectos analizados por tipo de tecnología:

6.3.1. Sistemas de COG

En los sistemas de COG, el rendimiento o eficiencia energética global, se sitúa entre el 75 al 90 % en promedio y corresponde a energía contenida en los combustibles, que se aprovecha en la generación de energía eléctrica y térmica (calor).

Comparadas con las tecnologías de generación convencional, las tecnologías de COG suponen un mejor aprovechamiento de la energía contenida en los combustibles y por tanto un ahorro de energía primaria que se traduce en ahorro económico y en reducción de emisiones de GEI. El rango de potencias de las plantas de COG es muy amplio y puede variar desde unos pocos kW a valores mayores de 100 MW. De hecho la potencia, al igual que otras características técnicas, dependen del tipo de tecnología escogido

El sistema de COG de mayor uso a nivel industrial en Colombia, se fundamenta en la operación de las turbinas de vapor en un 60 %, las turbinas de gas en un 30 % y los motores alternativos de combustión interna en un 10 %.

6.3.2. Sistema de energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica en Colombia se ha convertido en una alternativa significativa para reemplazar o complementar la generación de energía convencional hidráulica y térmica, por esta razón es importante analizar la cadena de suministro de sistemas fotovoltaicos en el país.

Una hora solar pico equivale a 1 kWh/m² y para el promedio del territorio nacional se estima entre 4 a 5 H.S.P, dando como resultado una radiación de 4,5 kWh/m²/día, la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/día.

El factor de emisión de CO₂ asociado a la producción de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos, se ha establecido en 0,110 kgCO₂/kWh (IPCC, 2011) y el factor de emisión para el SIN se estableció en 0,384 kgCO₂/kWh (UPME, 2019), dando como resultado una diferencia de 0,274 kgCO₂/kWh.

De 425 proyectos FNCER registrados en la UPME desde 2016 y que cuentan con el aval de la entidad, 383 proyectos corresponden a energía fotovoltaica, representando el 90%, al porcentaje restante le corresponde el 4,4 % para generación con PCHs; 2,8 % son sistemas eólicos; 2,5 % para generación eléctrica con biomasa y el 0,23 % asociado a un proyecto geotérmico (UPME, 2019).

6.3.3. Sistemas de energía eólica

La intensidad de los vientos presentes en la zona de la Alta Guajira Colombiana, con velocidades superiores a los 9 m/s, es propicia para la generación de energía eléctrica, siendo esta tesis respalda por diferentes estudios, realizados por diversas instituciones académicas, donde se ratificó el gran potencia eólico de la zona y su incidencia positiva en la oferta energética regional y nacional.

En 2030 la producción de energía eólica en La Guajira se estima en 6.862 MW, si existe una política energética estatal categórica para el desarrollo de este tipo de fuentes de energía

renovable, lo que implicaría para Colombia, estar en la vanguardia de la sostenibilidad energética mundial, ya que el 37,5 % del total nacional sería representado en aporte eólico, distribuido en 57 nuevos parques y 2.618 nuevos aerogeneradores.

Se estima que en La Alta Guajira en 2050 se podría llegar a producir hasta 16 GW que equivalen a siete veces la producción esperada en 2022 por la operación de la mayor central hidroeléctrica de Colombia, Hidroituango.

6.3.4. Sistema de energía por pequeñas centrales hidroeléctricas - PCHs

Colombia se clasifica como el cuarto país en el mundo con alta capacidad en hidroelectricidad, gracias a sus condiciones geográficas y/o topográficas que son propicias para la instalación de PCHs. El caudal de aporte de las principales fuentes hídricas de la nación están en el orden de 52.075 m³/s, para un área total de 1.141.748 km², lo que conllevaría un potencial de 25.000 MW asociado a recursos hidroenergéticos (UPME, 2011).

El 80,8% de las plantas menores a 20 MW en Colombia, corresponde a PCHs, y se constituye en el principal sistema de GD con FNCER actualmente instalado en el país, contribuyendo con el 4,9% de la capacidad del SIN, y que corresponde a 860 MW.

En el último inventario realizado por XM en el año 2019, se pudo identificar un total de 115 PCHs en el territorio nacional, localizadas principalmente en los departamentos de Antioquia con una participación del 38,2% (con 44 PCHs), Cundinamarca con el 10,4% (12 PCHs), Cauca con el 9,5% (11 PCHs) y Valle del Cauca con el 7,8% (9 PCHs); el departamento con mayor capacidad instalada es Antioquia con 385 MW (XM, 2019).

6.3.5. Sistema de energía por biomasa

La UPME elaboró en el año 2011, un atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia, donde estableció que, el 52,7% de la biomasa residual es de origen pecuario,

conformada por las zonas de producción, cantidad de estiércol y potencial energético para las actividades avícola, bovina y porcina del sector pecuario y el 24,6% de la biomasa residual es de origen agrícola, conformada por los subproductos que se generan durante los procesos de recolección y transformación de las cosechas (UMPE, 2011).

Si se destina la biomasa residual para la generación eléctrica del país, 14.528 GWh/año supondría un aporte del 20,7% tomando como línea base la generación de energía eléctrica en Colombia para el año 2019, cuantificada en 70.115 GWh/año (XM, 2019).

En materia de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional, la UPME aprobó en el año 2019, 90 proyectos de FNCER por el orden de 6.274 MW, de los cuales 59 MW correspondió a 6 proyectos de biomasa, la mayoría de ellos ubicados en los departamentos del Valle del Cauca y Cauca.

6.3.5. Sistema de energía geotérmica

Actualmente Colombia no cuenta con generación de energía eléctrica aprovechando la geotermia a pesar de que en el país se han realizado diversos estudios desde la década del 70 sobre el potencial geotérmico y de la existencia de políticas de estado para promover este tipo de tecnologías, aún no se ha desarrollado.

El potencial del recurso geotérmico en el país está segmentado en algunas regiones, como la zona volcánica del Nevado del Ruiz, en el departamento de Caldas, el Nevado del Tolima y el Cerro Machín, en el departamento del Tolima y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral, colindantes con la frontera ecuatoriana. El potencial geotérmico para la producción de energía eléctrica es de 1 a 2 GW aproximadamente (Haraldsson, 2013).

6.4. Análisis costo beneficio de la GD en la oferta energética de Colombia

En el análisis de los costos de inversión, presentado en la [Figura 19](#), la inversión más alta de tecnología la tiene el sistema de generación por ciclo binario geotérmico (GEO BC 20) con una inversión de USD\$ 9,2 por unidad de potencia instalada, expresada en kW, seguido de la generación eléctrica por energía solar concentrada parabólica (CSP-PT 50), cuantificada su inversión en USD\$ 8,5/ kW y en tercer lugar el sistema de generación geotérmica tipo flash (GEO SF), con una inversión de USD\$ 7,2/ kW.

A este respecto cabe destacar que, estas tres tecnologías de generación con los mayores costos de inversión, no se han implementado en el país, pero tienen una alta proyección de implementación a nivel mundial, cuando se examina el análisis de beneficio neto o relación costo beneficio, como se pudo observar en la [Figura 21](#), donde se pudo establecer que, estos tipos de tecnología reportan los valores más altos de beneficio neto, incluso mayores a los establecidos para la generación con sistemas térmicos (carbón y gas natural) e hidráulicos, esta condición se presenta así mismo con los sistemas eólicos que obtuvieron un beneficio neto más alto que las centrales de generación convencional tanto hidráulica como térmica.

El costo nivelado de energía (Levelized Cost Of Energy), es un indicador que posibilita comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías de producción de energía a lo largo de la vida del proyecto. Permite hacer unas comparaciones más precisas entre los diferentes sistemas de generación, tanto convencionales como no convencionales. Es habitual que el costo de inversión sea el criterio que prevalece frente a otros factores como los costos de operación y mantenimiento, o los costos ambientales y se pondera la decisión final para la selección de la tecnología por su menor costo de adquisición, soslayando los otros tipos de tecnología de generación eléctrica. En el análisis del LCOE, no siempre la tecnología con mayor costo de inversión, es la de menor factibilidad económica como habitualmente lo impone la evaluación de proyectos condicionada por corrientes ortodoxas.

Existen otros factores que *permiten nivelar los costos de las tecnologías* y tomar en consideración las externalidades tanto positivas como negativas, que pueden incidir en la toma

de decisiones. En este sentido, si se observa la [Figura 20](#), el costo de inversión de los sistemas termoeléctricos (identificados con las letras CPC, FBPC, CT, NGCC), siendo estos los sistemas de generación convencional de respaldo consolidado en el país, respecto al costo de inversión de la generación no convencional eólica, en el análisis de LCOE se establece que, una central de carbón en lecho fluidizado, tiene un costo nivelado cercano a USD\$110 por unidad de energía generada, expresada en MWh, comparada con una central de generación eólica, que tiene un costo nivelado aproximado de USD\$70/MWh, siendo este valor inferior en un 57,1 % entre los dos tipos de generación, una empleando un recurso fósil no renovables y la otra utilizando una FNCER; pero si se prepondera el costo de inversión de la central térmica, siendo este menor frente a la central eólica, se podría sugerir su implementación, al examinar como instalar un kW en la central de carbón en lecho fluidizado costaría USD\$ 1,5 vs USD\$ 3 que costaría instalar el mismo kW en la planta de generación eólica, es decir duplicando el valor de la inversión inicial, como se aprecia en la [Figura 21](#).

En el estudio, *“Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk”*, realizado por la firma Bloomberg NEF, se pudo establecer que, para el año 2020 el LCOE de la generación eólica y fotovoltaica, de acuerdo a la [Figura 22](#), ha disminuido a USD\$ 44 y USD\$ 50 por MWh, respectivamente. Este valor contrasta al LCOE de los sistemas térmicos, ampliamente utilizados en Colombia como plantas de respaldo a la hidroelectricidad, cuyo valor se encuentra en USD \$110 por MWh, lo que indica un sobre costo de USD \$66 y USD \$60 por MWh de la energía térmica, lo anterior advierte que, generar energía eléctrica con sistemas térmicos en la actualidad, cuesta 2,5 veces más que por medio de las FNCER eólica y solar.

Los costos de la generación fotovoltaica y eólica, han experimentado un decrecimiento significativo en los últimos 10 años, al pasar de USD \$362 a USD\$50 por MWh generado en las plantas solares y USD \$111 a USD\$44 /MWh por MWh generado en las plantas eólicas onshore o en tierra, en tales circunstancias, la reducción porcentual en los costos de generación con las FNCER solar y eólica se cuantifica en 86,1% y 60,3% respectivamente, como se observa en la [Figura 22](#) (Bloomberg NEF, 2020).

En cuanto a las tecnologías de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio, al igual que con las FNCER, el LCOE ha disminuido el 74,1 % por MWh desde el año 2015, al pasar de USD\$ 580 a USD\$ 150 /MWh de energía eléctrica almacenada (ver [Figura 22](#)), y al vislumbrar en el futuro, la aceleración de la industria de los vehículos eléctricos, se espera una disminución mayor, que podría estar USD\$70/ MWh para el año 2030 (Bloomberg NEF, 2020).

La [Figura 23](#) hace referencia a diferentes LCOE, donde se destaca que Rusia y Japón, al igual que los países de la península de indochina, reportan aun dependencia en la generación termoeléctrica, mediante el uso de carbón y gas natural, siendo este utilizado principalmente el turbo generadores en ciclo combinado, con un LCOE entre USD\$110 y USD 120/MWh. Valor que contrasta el LCOE de las plantas eólicas ubicadas en EEUU, Alemania y Reino Unido, cuyos valores están entre USD\$50 y USD 37/MWh, incluso Brasil que se considera un país con vocación hidroeléctrica, como Colombia, ya alcanza un LCOE eólico de USD\$30/MWh. Para la producción de energía fotovoltaica, la [Figura 23](#) muestra como el LCOE para países como China, India y Australia, ya promedian los USD\$ USD 37/MWh, siendo este costo equivalente a la generación eólica.

La [Figura 24](#), presenta la proyección a 2040 de incorporación de la capacidad instalada por tipo de fuentes en el mundo. A este respecto cabe destacar que se espera un decrecimiento en la generación con fuentes fósiles, principalmente carbón y gas natural, al pasar de una capacidad instalada de 135 GW para el año 2015 a 104 GW proyectado para el año 2040, lo que equivale a una reducción del 22,9 %, congruente con la política de descarbonización internacional deliberada principalmente por Europa³⁸. En cuanto al crecimiento de la capacidad de la generación eólica y fotovoltaica, se proyecta un crecimiento del 24,1 % y 274 %,

³⁸ La Comisión Europea, institución de los Estados miembros de la Unión Europea preconiza una Europa climáticamente neutra a 2050. En noviembre de 2018, la Comisión Europea presentó el informe: “*Parvenir à la neutralité climatique d’ici à 2050*” sobre la visión estratégica a largo plazo para reducir las emisiones de GEI, que explica el camino a la neutralidad climática y una economía cuyas emisiones netas de GEI son cero.

respectivamente, lo que conlleva para el mundo entero, una progresión en las FNCER del 298 % a 2040.

La perspectiva de sostenibilidad energética en el contexto global, se puede dimensionar en la [Figura 25](#), que pone de manifiesto, como común denominador, el crecimiento sostenido de la integración de las FNCER en la matriz energética de los países objeto de análisis. Desde este punto de vista, EEUU incremento 3 veces su generación con renovables en una década, China 8, India 4, Australia 5 veces y Europa, multiplico por 3 la integración de las FNCER a su sistema de generación de energía eléctrica. La proyección a 2050, sigue vaticinando buenos augurios para la integración de las FNCER, en el modelo energético mundial; y se espera un crecimiento de 25 a 80 % para Europa; del 24 al 48% para China y del 25 al 78 % para Australia.

Se espera para el 2050 una participación de 62% en la generación mundial de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de las FNCER, las cuales involucran una participación del 48% para la generación eólica y fotovoltaica. Cabe destacar la disminución significativa que se proyecta para la generación eléctrica con recursos fósiles al situarla a valores cercanos al 30 %. En la [Figura 26](#), se evidencia como en el primer quinquenio del nuevo milenio, inicia la transición energética, dando lugar al nuevo mix en la oferta de generación eléctrica; antes de este periodo la proporción de la generación con carbón y la generación con los hidrocarburos, gas natural y petróleo superaba el 65%. La transición energética transformo el panorama energético mundial, revertiendo los porcentajes de participación de las fuentes, y donde los recursos no renovables dieron paso a la revolución limpia.

6.5. Barreras de la GD en la oferta energética de Colombia

La integración de la GD en los diferentes mercados energéticos internacionales, ha dado como resultado de una serie de políticas que buscan eliminar las barreras que enfrentan las nuevas propuestas de generación eléctrica, al estar sometida a las condiciones impuestas por los modelos energéticos centralizados convencionales. En esta investigación, se caracterizaron las barreras en

los siguientes grupos: Barreras de mercado, económicas, tecnológicas/de infraestructura y normativas. A continuación se examinan los principales aspectos analizados por tipo de barrera:

6.5.1. Barreras de mercado

En Colombia existe una participación mayoritaria de los agentes de generación hidroeléctrica a gran escala y de generación termoeléctrica, como plantas de respaldo en momentos de desabastecimiento por bajos niveles de los embalses, siendo los dos sistemas de generación centralizada, el modelo energético que por décadas ha permanecido inalterable, sustentado en la seguridad energética y la confiabilidad, lo cual les ha significado grandes inversiones económicas, obstaculizando eventualmente la entrada de nuevos oferentes e inversionistas.

6.5.2. Barreras económicas

Las tecnologías de generación con FNCER y COG, son intensivas en inversión de capital, al igual que otros proyectos de infraestructura, lo que conlleva requerimientos financieros altos, configurándose en una barrera, si no se cuenta con acceso al financiamiento.

6.5.3. Barreras tecnológicas y de infraestructura

En la gran mayoría de los casos, las áreas con mayores potenciales para el aprovechamiento de las FNCER se encuentran localizadas en sitios alejados de obras de infraestructura esenciales como son redes eléctricas para la transmisión de la energía, adecuadas vías de acceso y comunicación y otros servicios básicos, lo cual dificulta la construcción de estos proyectos y, ante todo, su integración al SEN. Se percibe falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías asociadas a los proyectos de generación eléctrica con FNCER y COG, lo que se traduce en el desarrollo de prejuicios hacia las nuevas tecnologías, trayendo consigo la tendencia de solo promover las tecnologías ampliamente probadas o reconocidas que no trasgreden al modelo energético imperante.

6.5.4. Barreras normativas

La GD y COG, a diferencia de la AG y AGPE con FNCER, no ha contado con el mismo apoyo, que se manifiesta en la baja asignación límite de potencia eléctrica que la Resolución CREG 030 de 2018 le otorgo a los sistemas de GD, cuantificado en 100 kW, en comparación con el valor concedido al AG y AGPE, entre 1 a 5 MW.

Para el caso específico de la COG, la regulación exige, entre otras condiciones, para acceder a la figura de cogenerador, el cumplimiento de un mínimo Rendimiento eléctrico equivalente - REE- del proceso, el cual se establece a partir del combustible utilizado. Hoy en día, el valor dispuesto para biomasas o Combustibles de origen agrícola diferentes a las biomasas producidas de la caña de azúcar no puede ser alcanzado por muchos procesos de cogeneración, lo cual les impide acceder a esta categoría.

6.6. Estrategias para contrarrestar las barreras identificadas

Teniendo como firme propósito, eliminar las barreras que impiden el desarrollo de la GD con FNCER y COG, se identificaron las siguientes estrategias: Promoción de las estrategias de la Ley 1715 de 2014, reducción de emisiones de GEI, certificados de energía renovable (CERs), incentivos por encima del precio de mercado mayorista, subastas de generación de energía eléctrica con FNCER, esquema de remuneración para las ZNI, mecanismos de financiación, y la eliminación del REE en la COG.

Se identificaron varios programas y planes nacionales, que se fundamentan en el fomento de las FNCER y su integración en el mercado eléctrico nacional, tanto para el SIN, como para las ZNI. Se relacionan a continuación: Plan Energético Nacional 2050 (PEN - 2050), Programas y proyectos FENOGE y los Planes de Energización Rural Sostenible (PERS).

6.7. Impacto de la GD con FNCER y COG en la oferta energética nacional

La integración de la GD por FNCER y COG, tiene repercusiones tanto positivas como negativas, en el modelo energético nacional, donde prima la generación en grandes centrales hidroeléctricas, con el soporte de las plantas térmicas en momentos de coyuntura, bajo un esquema de complementariedad, cuando se presentan periodos de sequía, que incide en la capacidad de los embalses, trayendo como consecuencia, la reducción de la capacidad de producción de energía eléctrica; si la zona donde se instala la central hidroeléctrica sufre una sequía hidrológica, el ritmo de producción de energía disminuye, siendo escasez de agua una de las causas que implica para el sistema eléctrico, la necesidad de generar electricidad mediante otros sistemas.

En este sentido, la UPME como entidad comisionada de la planificación energética, y entendiendo la dinámica de la transición energética hacia las FNCER, presente el contexto internacional, ha establecido escenarios de inclusión de nuevas fuentes de aprovechamiento energético en la oferta de generación, para diversificar la matriz energética de Colombia. En la [Figura 29](#) se identifica las áreas geolocalizadas y la probabilidad de integración y/o penetración de los sistemas de GD con FNCER y COG en el modelo nacional, estableciendo una categoría, de menor a mayor, habida cuenta de los factores influyentes que inciden en la inserción de los nuevos proyectos.

A este respecto, el crecimiento de la demanda de energía se concentra en las fronteras circundantes con el SIN, con mayor progresión en los departamentos de la región caribe, Choco y Guaviare. De igual forma, se puede determinar mayores restricciones en la transmisión para la entrega de la energía al usuario, en los departamentos de la región caribe, pero son estas mismas áreas, las que disponen de la mayor probabilidad de implementar la GD con proyectos solares y eólicos, que en el interior del país. Esto significa que la costa atlántica tiene deficiencias en la oferta energética, un crecimiento de la demanda y el ambiente propicio para la generación con FNCER fotovoltaica y eólica, pero con una limitación en el uso de recursos de biomasa e hidráulica.

En la [Figura 30](#) se puede observar la capacidad de 2.308 MW para ser integrada al SIN con FNCER y COG a 2030, y que corresponde a 1.299 MW en fotovoltaica y eólica, conforme a la última subasta de generación de energía, establecida en 10,17 GWh/día de generación eléctrica (UPME, 2019), cuya participación en la generación proyectada a 2023, representa el 5,20 %, en generación fotovoltaica y eólica, adicional al 5,58 % de generación con PCHs y 1,02 % de generación por COG con biomasa, si continúa la tendencia del 2019³⁹, lo que supondría una participación del 12,78% de la GD con FNCER y COG en el SIN.

Para el período 2024-2025, las adiciones crecerían en 29,2 % con respecto al periodo anterior, lográndose incorporar 675 MW de nuevas instalaciones, llegando a 2.983 MW. La participación de las FNCER para el año 2030 incrementaría un 56,9 %, respecto al periodo 2022-2023, al proyectarse una capacidad total de generación con FNCER y COG de 3.623 MW, bajo el supuesto de una capacidad estimada en 21.000 MW del SIN en el 2030, En este escenario las FNCER y COG representarían el 17,2 % de la capacidad efectiva total del sistema eléctrico nacional, según la proyecciones de la unidad de planeación energética (UPME, 2015).

Al establecer la proyección que tiene la GD con FNCER y COG en el mercado eléctrico nacional, se vislumbra como su incremento porcentual de participación, satisface el escenario de la complementariedad entre la hidroelectricidad y las nuevas fuentes no convencionales de energía limpia. En la [Figura 31](#) se presenta el comportamiento en el tiempo de la demanda de energía, en función de la generación por tres tipos de fuentes: Solar, eólica e hidroeléctrica, constatando de esta forma, la ventaja que implica la incorporación de un modelo que integre las FNCER, con la generación convencional de naturaleza hidráulica, sujeta a los reveses del clima, que no permite satisfacer la demanda en condiciones de sequía, como se vislumbra entre los meses de enero a mayo, donde la energía fotovoltaica y eólica aportan en la capacidad de generación, una vez la

³⁹ La generación eléctrica nacional a 2019 equivale a 70.115 GWh/año, que corresponde a 192,09 GWh/día. De acuerdo a la tasa de incremento anual a razón de 1,69%, se proyecta una generación de 195,33 GWh/día a 2023. En el 2019, la generación en PCHs fue 3.981 GWh/año en el 2019 (10,9 GWh/día promedio) y la generación por COG con biomasa 732 GWh/año (2 GWh/día promedio).

oferta hidroeléctrica crece e integrar su capacidad entre los meses de junio a noviembre, sirviendo de batería de almacenamiento para las fuentes no convencionales.

El impacto en los indicadores de sostenibilidad ambiental gracias a la inclusión de la GD con FNCER eólica en el SIN, se puede observar en la [Figura 32](#), donde se estima para 2050, en un escenario conservador, la integración de 6,4 GW de energía eólica, tomando en consideración los resultados de la última subasta, donde se asignaron 1,07 GW para ser entregados a la red mediante proyectos eólicos, lo que implicaría una reducción de 2,9 MtonCO_{2eq}, para el 2030 y 9,4 MtonCO_{2eq} para el 2050. A este respecto, la reducción porcentual de las emisiones de GEI por la integración de la generación por energía eólica se cuantificaría en 18,3 % para el 2030 y en 40,8 % para el 2050.

En cuanto a la participación de la energía fotovoltaica en el SIN, las proyecciones estimadas se presentan en la [Figura 33](#), con un aporte de 1 GW para 2030 y 3 GW para 2050, lo que implicarían una reducción de emisiones de 1,05 MtonCO_{2eq}, para el 2030 (4,52 %) y 3,27 MtonCO_{2eq}, para el 2050 (14,09 %). El porcentaje de reducción de GEI por la integración de las FNCER eólica y fotovoltaica, se estima en 22,82 % para el año 2030 y 54,89 % para el año 2050.

7. CONCLUSIONES

“La vida es el arte de sacar conclusiones suficientes a partir de datos insuficientes. “

SAMUEL BUTLER.

La energía está íntimamente relacionada con el desarrollo de la sociedad, siendo un factor decisivo para establecer, en las naciones, las bases del progreso económico, ambiental y social. Los territorios que cuentan con un suministro energético continuo y confiable, tienen mayores oportunidades en la generación de su riqueza, mediante la utilización de sus recursos naturales y humanos. El desarrollo sostenible integra la dimensión de transformación evolutiva que tienen los individuos, la sociedad y/o las organizaciones, en procura de su progreso y bienestar, e implica satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades.

El séptimo objetivo de desarrollo sostenible se enmarca en los principios de la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica y que hace referencia al concepto de democratización energética, siendo uno de los principales propósitos de la GD con FNCER y COG. Adicionalmente, para dar cumplimiento al ODS 7, es necesario invertir en fuentes de energía limpia y mejorar la productividad energética, a través de estrategias que fomentan la eficiencia energética como la COG mediante el aprovechamiento de calor residual en procesos industriales. La energía es uno de los grandes contribuyentes al cambio climático, y representa alrededor del 60% de las emisiones mundiales de GEI.

La sostenibilidad energética tiene su estructura en las dimensiones de la seguridad del abastecimiento de energía, que hace referencia a la gestión eficiente del suministro de energía primaria desde las fuentes de generación; a la confiabilidad de la infraestructura energética y la capacidad para atender la demanda de energía actual y futura. La sustentabilidad ambiental, que afianza los preceptos que conducen a la protección al medio ambiente y el uso eficiente de los recursos naturales y la participación de las FNCER bajas en emisiones de carbono, en las canastas energéticas de las naciones; y la equidad energética, que promueve la accesibilidad y asequibilidad a la energía, para toda la población mundial, estableciendo los preceptos de la

democratización energética y otorgando a la energía la posibilidad de contribuir en la reducción de la pobreza.

Los postulados de seguridad, equidad y sostenibilidad, que determinan la perspectiva de sostenibilidad energética, se tomaron como factores en el proceso de análisis, para tener una visión general y poner de manifiesto las deficiencias substanciales de las tres dimensiones en el contexto nacional, teniendo como propósito establecer la contribución de la GD con FNCER y COG en el fortalecimiento de la sostenibilidad energética de Colombia.

En primer lugar se procedió a analizar la dimensión de seguridad energética, donde se evidencia, como el modelo energético nacional se sustenta en la seguridad energética, siendo la confiabilidad, su principal baluarte. La mayoría de proyectos se enmarcan en la generación centralizada, debido a las tecnologías impulsadas por las economías de escala, que permitieron coligar robustos sistemas de generación convencional y con alta dependencia de las redes de interconexión. Sobre el particular lo confirman los porcentajes de participación de la generación centralizada, donde de las plantas hidroeléctricas tiene la mayor aportación, con el 63,22 % de la capacidad instalada total, seguida de las centrales térmicas (gas, carbón y ACPM), las cuales reportaron en conjunto, el 29,21 %.

No se puede aseverar categóricamente que el sistema energético nacional se enmarca en la dimensión de seguridad energética, teniendo en cuenta que, históricamente, *el sistema eléctrico colombiano ha comprometido su estabilidad y capacidad* por sus propias dinámicas de desarrollo. La crisis energética por las sequías, provocada por el fenómeno de El Niño, sumado al proceso de colmatación de los embalses, que le restan capacidad de generación a las centrales hidroeléctricas, factores que ponen en evidencia la vulnerabilidad misma del modelo centralizado, aunado a que *no existe una diversificación en la matriz eléctrica del país*, y para mejorar su estabilidad o firmeza, se incorporó casi que de manera exclusiva, la operación de plantas termoeléctricas, bajo la figura del cargo por confiabilidad, y asegurarles estabilidad jurídica y económica por estar sujetas a disponibilidad, sin tener en cuenta los altos costos que involucra la generación con fuentes fósiles.

Si este modelo entraña seguridad, ¿porque continua el riesgo de desabastecimiento energético y aun ronda el fantasma de un posible racionamiento?; los más escépticos argumentan que afrontar esta coyuntura, es virtualmente imposible, si se tiene en cuenta la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, pero a un costo económico y ambiental muy alto. Por otro lado se deben tomar en cuenta los costos de las restricciones que se presentan cuando resulta imposible llevar energía desde las centrales de generación con costos más bajos hacia las zonas donde se encuentra la demanda, por falta de capacidad de transmisión.

En cuanto a la dimensión de equidad energética, el sistema eléctrico nacional se cimenta en las plantas de generación centralizadas, alimentadas por fuentes hídricas e interconectadas por sistemas de transmisión y distribución, que no logran cubrir gran parte del territorio nacional y se evidencia que, el 51 % del territorio nacional esta categorizado como zonas no interconectadas (ZNI) que involucra 70 municipios y 218.000 usuarios que no disponen del recurso energético en igualdad de condiciones de calidad y seguridad energética de las que ofrece el SIN.

Un gran número de comunidades, especialmente comunidades rurales, indígenas y afro descendientes, no cuentan con un servicio eléctrico de calidad o simplemente no disponen de este recurso y para abastecerlas del servicio de energía eléctrica, se incurre en sistemas de generación, a base de diésel o A.C.P.M, que involucra un alto costo económico y ambiental. De lo anterior, el máximo órgano de control fiscal del Estado advierte que, “...en tales zonas del país corresponde a la destinación de altos subsidios de los contribuyentes, tanto a la provisión de soluciones energéticas como a la prestación del servicio de energía a través de la aplicación de tarifas altamente subsidiadas a los usuarios. Dichos costos conciernen principalmente al consumo de combustible diésel, en cuyo caso el costo nivelado de energía puede estar más de dos y tres veces por encima de los costos manejados en el SIN” (CGR, 2017).

Por otro lado, no es consecuente referirse a la democratización energética, que involucra la equidad en el modelo de sostenibilidad energética, cuando se tiene un sistema eléctrico nacional, que hace partícipe a un grupo limitado de plantas de generación, donde existen pocos oferentes en el mercado para abastecer la totalidad de la demanda. En este sentido, el modelo energético presenta evidentes rasgos de oligopolio, que limitan la participación de nuevos actores, en

particular aquellos proclives a ser prosumidores, reflejando una participación de la GD por FNCER y COG, muy limitada; así lo demuestran los datos de fuentes oficiales en los que se apoya la presente investigación. De lo anterior se puede evidenciar como la participación de un número reducido de oferentes configura al modelo energético centralizado en un esquema con características de oligopolio controlado mayoritariamente por privados donde seis empresas poseen el 90 % del parque de generación actual.

En cuanto a la distribución de energía, si se toma en cuenta el poder que la regulación energética nacional le otorga a los operadores de red para restringir la entrada de nuevos proyectos, especialmente asociados a FNCER fotovoltaica, y que han inviabilizado proyectos de GD, por la imposibilidad de acceder a los circuitos de interconexión, es un claro síntoma de inequidad, en un mercado abiertamente condicionado. Tal es el caso de las potencias asignadas a los sistemas de GD, habida cuenta que solo les es permitido un valor menor o igual a 0,1 kW de capacidad de generación, muy por debajo del límite de 20 MW para las 20 plantas menores de generación sin despacho central, 5 MW para la autogeneración a gran escala, e incluso 1 MW para la AGPE. A este respecto surge la inquietud, ¿porque se limitó tanto la potencia para este tipo de proyectos que puede entregar respaldo energético al SIN y a las ZNI y que propende por la diversificación de la matriz de generación de energía?

Las deficiencias en la equidad de los sistemas de generación acorde a los principios de democratización energética también se aprecian en la COG, al examinar la Resolución CREG 005 de 2010 que impone el cumplimiento del requisito mínimo de REE, desconociendo el mérito de eficiencia global (eléctrica + térmica), asociada a los procesos de aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad, lo que supone inhabilitar la participación del COG en el SIN, y no poder entregar su energía generada a la red eléctrica, aunando lo anterior con otro factor disuasivo y es el desarrollo exclusivo de la COG con biomasa en los ingenios, cuando se exige un menor valor de REE para las plantas que consumen bagazo de caña frente a otros combustibles de origen agrícola y COG de alta eficiencia en un amplio espectro de plantas con otras fuentes energéticas quedando relegadas de no cumplir con el mínimo REE, siendo un criterio de elegibilidad, o de exclusión, dependiendo del punto de vista, para acceder a la red de interconexión.

En cuanto a la dimensión de sostenibilidad ambiental, la participación determinante de la hidroelectricidad en el modelo nacional de generación eléctrica, conlleva a pensar, que el sistema ya tiene el estatus de energía limpia, sin embargo, el desarrollo de la energía hidroeléctrica a gran escala, conlleva costos medioambientales y sociales, como la deforestación, el impacto en los ecosistemas acuíferos y el desplazamiento de grupos poblacionales, entre otras externalidades negativas. Se estableció para el SIN un factor de emisión de GEI equivalente a 1,53 MTONCO₂/GW, para una capacidad efectiva de 17,46 GW y una generación eléctrica de 70.115 GWh/año, y comparado al factor de emisión de los sistemas fotovoltaicos determinado en 0,441 MTONCO₂/GW y para sistema eólicos en 0,056 MTONCO₂/GW, es evidente el aporte en la reducción de GEI al integrar este tipo de proyectos en el modelo energético nacional, desvirtuando el argumento que sostiene la improcedencia de incorporar las FNCER en un sistema eléctrico que genera energía limpia *per se*, excluyendo la participación decisiva de la termoelectricidad, como respaldo en la generación.

El papel de la GD por sistemas de COG y FNCER en el modelo de sostenibilidad energética es fundamental, al configurarse como una opción para extender la oferta energética del país, ya que permite incrementar la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento energético en el corto, mediano y largo plazo, mediante el uso de recursos renovables, como el sol, el agua, la bioenergía y el viento, así como el aprovechamiento de calor residual de procesos industriales y comerciales.

La GD es un modelo que debe ser implementado y promovido como una estrategia integrativa y/o complementaria al modelo de generación centralizada. Estos modelos no son ni excluyentes, ni asumirse contraposición. Los dos modelos buscan un mismo objetivo y es satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad. Un mercado eléctrico centralizado no debe percibir la GD como un modelo inconveniente para el país, que puede afectar la estabilidad del mercado eléctrico. Desde este punto de vista, es posible que exista la complementariedad hidroelectricidad y GD con FNCER y COG, salvaguardado en un modelo de sostenibilidad energética que promueva la democratización, seguridad y sostenibilidad ambiental de los sistemas de generación, distribución y uso final de la energía.

Promover la implementación de la GD, será un multiplicador de estrategias para el progreso de las comunidades que demandan el recurso energético a lo largo y ancho de la geografía nacional, sin embargo existe una participación marginal en la generación que se ratifica en la cifras asociadas a la GD al cuantificarse en 4.859 GWh/año para el 2019, representando un aporte del 6,93 %, respecto las fuentes de generación eléctrica centralizada mediante sistemas hidráulicos y térmicos, que suman en conjunto el 93,07 % de la capacidad energética.

La baja participación de la GD, frente a la generación convencional pone de manifiesto las barreras que impiden su desarrollo, caracterizadas en cuatro grupos: Las barreras de mercado, coligadas a la restricción que se impone a la participación de nuevas tecnologías en un mercado constituido y de tradición; las barreras económicas, asociadas a la necesidad de acceso al financiamiento; las barreras tecnológicas/de infraestructura, que corresponden a las restricciones atribuidas a la resistencia al cambio tecnológico y las deficiencias en infraestructura, bien sea vías de acceso y/o sistemas de transmisión eléctrica, para muchos proyectos de generación, especialmente localizados en ZNI; y las barreras normativas que se presentan por vacíos en la regulación o falta de reglamentación de las leyes que incentivan la GD con FNCER y COG.

Se establecieron estrategias para contrarrestar los efectos que suscitan las barreras identificadas y que impiden la participación de la GD en la oferta energética nacional, categorizadas en los siguientes grupos: Promoción de las estrategias de la Ley 1715 de 2014; reducción de emisiones de GEI, certificados de energía renovable (CERs), subastas de generación de energía con FNCER, esquema de remuneración para las ZNI, mecanismos de financiación de proyectos y programas y/o planes nacionales que promuevan la GD.

Se pudo establecer el impacto que tendría la integración de la GD por COG y FNCER en la oferta de sostenibilidad energética nacional, gracias a las perspectivas futuras, con base en las tendencias mundiales que hacen parte de la información compilada en la investigación. A tal efecto se estableció el impacto de la integración al SIN, el impacto de la integración en las ZNI, el impacto de la complementariedad hidroelectricidad y FNCER, el impacto en la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica y el impacto en la sostenibilidad ambiental.

En cuanto al impacto de la integración al SIN, se pudo establecer una proyección de 2.308 MW para ser integrada al SIN con FNCER y COG a 2030, y que corresponde a 1.299 MW en fotovoltaica y eólica, lo que supondría una participación del 12,78% de la GD con FNCER y COG en el SIN.

En lo que concierne a la integración en ZNI y considerando que el 61 % del total de municipios de ZNI son ZOMAC, la infraestructura de generación eléctrica que se instale en los territorios del postconflicto, aprovechando las FNCER, beneficiará a más de la mitad de los municipios de ZNI, convirtiéndose en una oportunidad para ampliar la cobertura energética y promover el desarrollo y bienestar para sus habitantes, es importante destacar que 51 % del territorio nacional se categoriza en esta zona, involucrando 70 municipios y 218.000 usuarios que no cuentan con el servicio de energía en igualdad de condiciones de calidad y cantidad.

La complementariedad entre la hidroelectricidad y las FNCER, lejos de asociar sistemas inconexos, al ser implementada reduciría el déficit de generación hidroeléctrica en periodos de sequía, gracias al aprovechamiento de FNCER, sustituyendo parcial o totalmente la generación termoeléctrica, lo que redundaría en una reducción de costos económicos y ambientales.

El impacto en los indicadores de sostenibilidad ambiental gracias a la inclusión de la GD con FNCER en el SIN, estima en un escenario conservador para el año 2050, la integración de 3 GW de energía fotovoltaica y 6,4 GW de energía eólica, lo que implicaría una reducción de 3,95 MtonCO₂eq, para el 2030 y 12,67 MtonCO₂eq para el 2050. A este respecto, la reducción porcentual de las emisiones de GEI por la integración de la generación, exclusivamente por FNCER energía fotovoltaica y eólica, se cuantificaría en 22,82 % para el 2030 y en 54,89 % para el 2050.

En tales circunstancias, el modelo de sostenibilidad energética de Colombia, planteado en la investigación, se fortalecerá con la integración de la GD por FNCER y COG.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bedoya, E. P., & Osorio, J. A. O. (2002). *Energía, pobreza y deterioro ecológico en Colombia: introducción a las energías alternativas*. Todográficas. Bogotá D.C
- Benavides, J., Cadena, Á., & González, J. J. (2018). *Mercado eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura descentralizada*. Cuadernos Fedesarrollo. Bogotá D.C
- Bernal, C. A. (2010). *Metodología de la investigación* (Tercera Edición ed.). Bogotá, Colombia: Pearson Education.
- Bloomberg, N. E. F. (2020). *Scale-up of solar and wind puts existing coal, gas at risk*. London and New York. Recuperado de: <https://about.bnef.com/blog/scale-up-of-solar-and-wind-puts-existing-coal-gas-at-risk/>.
- Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Giraldo-Ocampo, J. D. (2015). *Geospatial levelized cost of energy in Colombia: GeoLCOE*. In 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (pp. 298-303). IEEE.
- Centro de Desarrollo Industrial – Tecsol. Universidad Nacional de Colombia. (2018). *Disponibilidad de biomasa residual y su potencial para la producción de biogás en Colombia*. Revista CIDET. Bogotá D.C
- Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, C. O. D. I. (2002). Grupo NAP. *Energía solar fotovoltaica*. Editorial Ibergraphi. Madrid.
- Comisión de expertos sobre escenarios de transición energética. (2018). *Análisis y propuestas para la descarbonización*. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Madrid.
- Departamento Nacional de Planeación DNP. Banco Mundial. Fondo Fiduciario de Crecimiento Verde de Corea (2017). *Energy Supply Situation in Colombia*. Bogotá D.C
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., & Kadner, S. (2011). Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático - IPCC.
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (2013). *Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia*. Fedesarrollo. Bogotá D.C.

- Gómez, V. A., Hernández, C., & Rivas, E. (2018). *La Influencia de los Niveles de Penetración de la Generación Distribuida en los Mercados Energéticos*. Facultad de ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá D.C.
- Gómez Pérez, W. A. (2017). Aplicación de project finance como herramienta para financiación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de residuos de biomasa de la agroindustria palmera en Colombia. Tesis de maestría. Colegio de Estudios Superiores de Administración – CESA. Bogotá D.C.
- González, P., & Barney, J. (2019). *El viento del este llega con revoluciones*. Instituto de Estudios para el Desarrollo y la Paz – Indepaz. Bogotá D.C.
- Güiza-Suarez, L., Rodas, J., Cifuentes-Guerrero, J., & González, J. (2019). *Energías renovables no convencionales y cambio climático: Un análisis para Colombia*. Universidad del Rosario, Bogotá D.C.
- Grisales, L. F., Cuestas, B. J., & Jaramillo, F. E. (2017). *Ubicación y dimensionamiento de generación*. Ciencia e Ingeniería Neogranadina.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación* (Vol. 3). McGraw-Hill, México.
- Heubaum, H., & Biermann, F. (2015). *Integrating global energy and climate governance: The changing role of the International Energy Agency*. Energy Policy, 87, 229-2.
- IDAE. (2008). *Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia*. Ministerio de Industria, turismo y comercio de España, Madrid.
- IRENA. (2016). *Renewable Energy Market Analysis: The GCC region*. IRENA, Abu Dhabi.
- López Espada, J. M. (2018). *Generación distribuida: tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento de energía*. Departamento de Ingeniería Energética. Universidad de Sevilla, España.
- Macías, A. M., & Andrade, J. (2013). *Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático*. Unidad de Planeación Minero Energética UPME, USAID, Bogotá D.C.
- Mantilla-González, J. M., Duque-Daza, C. A., & Galeano-Urueña, C. H. (2008). *Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano*. Bogotá D.C.

- Marín-Cano, C. C., & Mejía-Giraldo, D. A. (2018). *Levelized avoided cost of electricity model based on power system operation*. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. Dyna, 85(206), 79-84.
- Marzolf, N. C. (2014). *Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia*. Banco Interamericano de Desarrollo, 1-86.
- Morán, E. F., Lopez, M. C., Moore, N., Müller, N., & Hyndman, D. W. (2018). *Sustainable hydropower in the 21st century*. Proceedings of the National Academy of Sciences, 115(47), 11891-11898.
- Ñustes, W., & Rivera, S. (2016). *Colombia: Territorio de inversión en fuentes no convencionales de energía renovable para la generación eléctrica*. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C.
- González-Posso, C. & Barney, J. (2019). *El viento del Este llega con revoluciones. Multinacionales y transición con energía eólica en territorio*. INDEPAZ, Bogotá D.C.
- Quintero, S. X. C., & Jiménez, J. D. M. (2013). *Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico*. Tecnura: Tecnología y Cultura Afirmando el Conocimiento, 17(35), 77-89, Bogotá D.C.
- Rojas Botero, C. F. (2016). *Imperfecciones en el mercado eléctrico colombiano y comportamientos estratégicos de los agentes: un análisis desde la Teoría de juegos para el mercado spot*. Tesis de maestría. Escuela de Economía. Universidad EAFIT, Medellín.
- Rueda Quintero A. J. (2016). *Oportunidades y barreras para el desarrollo de las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico colombiano*. Tesis de maestría. Universidad Técnica Federico Santa María. Santiago de Chile.
- Santa María, M., Von Der Fehr, N. H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O., & Schutt, E. (2009). *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*, Bogotá D.C.
- Suárez Monroy, H. C. (2017). *Metodología de Remuneración para la Generación Distribuida en Colombia*. Facultad de Ingeniería. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2018). *Zonas no interconectadas - Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica*, Bogotá D.C.

- Unidad de planeación minero energético, UPME, U. d. (2015). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC 2019-2023*. Bogotá D.C.
- Unidad de planeación minero energético, UPME, U. d. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá D.C.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*. Bogotá D.C.
- Unidad de planeación minero energético, UPME, U. d. (2014). *Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en el sector de industria, petróleo, comercio y público del país*, Bogotá D.C.
- Valderrama Mendoza, M., César Ocampo, P., Gracia León, H., & Rodríguez Urrego, L. (2018). *La gestión para cadena de suministro de sistemas de energía solar fotovoltaica en Colombia y su situación actual*. *Revista Avances: Investigación en Ingeniería*, 15(1).
- Valencia Quintero, J. P. (2008). *Democratización de la energía eléctrica*. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C.
- Varón, R. (2009). *Eficiencia energética en la manufactura de clase mundial*. Boletín No.33 Observatorio Colombiano de Energía Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C.
- Vigoya, L. F. H. (2018). *Caracterización, impacto e implementación de las energías alternativas en Colombia en empresas públicas y privadas*. Estudio preliminar. *INVENTUM*, 13(25), 17-28.
- York, C., Castrillón Gutiérrez, M., & Vanegas, M. (2014). *Rol de las Fuentes No Convencionales de Energía*. Universidad del Atlántico, Gestión Eficiente de la Energía KAI.

