

2017

Energy Supply Situation in Colombia

Tabla de contenido

Acrónimos y definiciones	7
1 Introducción.....	7
2 Contexto general de la oferta de FNCER en Colombia.....	11
2.1 El Contexto Internacional	12
2.2 Análisis de las condiciones para la integración de las FNCER en el país	18
3 Síntesis de estudios previos de penetración de FNCER en Colombia	21
3.1 Síntesis de alternativas consideradas.....	24
3.2 Estimación de costos de implementación	28
3.3 Estimación de costos de implementación	29
3.4 Beneficios de implementación	31
3.5 Análisis de factibilidad	33
3.6 Metas y objetivos	34
3.7 Análisis de impactos regulatorios.....	36
3.8 Ponderación de criterios de selección	39
3.9 Identificación de barreras.....	40
4 Análisis de barreras de penetración de las FNCER.....	42
Barreras para la utilización de las Energías Renovables	43
4.1 Barreras Institucionales	44
4.2 Económicas.....	46
4.3 Regulatorias.....	50
4.4 Tecnológicas.....	53
5 Análisis de ciclo de vida	55
5.1 Definiciones.....	56
5.2 Metodología	58
5.3 Referenciamiento internacional de ACV para generación energía.....	60
5.4 Aproximación de cálculo al caso colombiano.....	81
5.5 Conclusiones	92

6	Requerimientos técnicos para la implantación de FNCER.....	94
6.1	Introducción.....	95
6.2	Variables Introducidas para Definir Capacidades Técnicas de FNCER.....	97
6.3	Criterios para establecer capacidades técnicas del equipamiento de plantas	101
6.4	Controles y Protecciones.....	105
6.5	Capacidades de Medición e Información.....	111
6.6	Requisitos en documentación y estudios de conexión	113
6.7	Síntesis de Requerimientos Técnicos para el sistema colombiano	114
7	Análisis de las políticas actuales de promoción de las FNCER.....	115
7.1	Política Energética	117
7.2	Políticas Ambientales y de Desarrollo Sostenible	127
7.3	Evaluación de Políticas, Situación Actual y Obstáculos para la Utilización de las FNCER	131
7.4	Diseño del Mercado, Operación del Sistema e Integración de la FNCER.....	134
8	Escenarios de penetración de las FNCER.....	138
8.1	Introducción.....	139
8.2	Metodología	139
8.3	Situación Actual y Escenario “Business as Usual”	141
8.4	Supuestos clave para la construcción de escenarios	144
8.5	Escenarios Propuestos de penetración de FNCER.....	148
8.6	Conclusiones sobre la Penetración de las FNCER.....	154
	Referencia a Normatividad y Estándares Internacionales.....	157
	Referencias Normativas para Plantas eólicas	157
	Anexos.....	159
	Anexos Capítulo Escenarios.....	159
	Bibliografía.....	160

Índice de tablas

Tabla 1. Potencial registrado de ER (Solar, eólico y biomasa) desde 2010-2017	19
Tabla 2. Listado de estudios analizados.	22
Tabla 3. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 0....	25
Tabla 4. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 1.....	25
Tabla 5. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 2	26
Tabla 6. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 3.	26
Tabla 7. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 4.	27
Tabla 8. Potenciales FNCER por fuente.....	28
Tabla 10. Costos escenarios plan de expansión UPME	29
Tabla 11. Emisiones de línea base sectorial por carteras ministeriales.....	34
Tabla 12. Metas indicativas PAI.	35
Tabla 13. Escenarios estudio SER.....	36
Tabla 14. Escenario hoja de ruta objetivos PEN.....	36
Tabla 15. Identificación de barreras.....	40
Tabla 16. ACV tecnologías de generación.....	64
Tabla 17 Huella hídrica por tecnología de generación.....	67
Tabla 18. ACV vehículos en China	74
Tabla 19. ACV combustible en China.....	75
Tabla 20. Modelos de vehículos estudiados.....	78
Tabla 21. Valores de referencia emisiones GEI por tecnología.....	83
Tabla 22. Valores de referencia emisiones GEI por tecnología.....	83
Tabla 23 ACV Tecnologías de generación	93
Tabla 24. Características usuales en países con diferente penetración.....	104
Tabla 25. Requerimientos de control exigibles a plantas solares y eólicas	105
Tabla 26. Parámetros de Ajustes de Protecciones Sugeridos para plantas FV y Eólicas	106
Tabla 27. Pasos de regulación de Potencia activa en protecciones	106
Tabla 28. Parámetros exigibles para la Frecuencia de Respuesta.....	107
Tabla 29. Parámetros de pasos de Frecuencia	107

Tabla 30. Parámetros para las funciones restrictivas de operación	107
Tabla 31. Parámetros para el cambio de punto de control Q	109
Tabla 32. Parámetros para el cambio del factor de potencia.....	110
Tabla 33. Definición de niveles de voltajes.....	111
Tabla 34. Señales requeridas desde las plantas Fv y Eólicas a la operación	112
Tabla 35 Requisitos de documentación para categorías de plantas.....	113
Tabla 36. Síntesis de Requisitos por Escenario	114
Tabla 37. Penetración de FV por segmentos Central y distribuida	147
Tabla 38. Escenarios de penetración de EVs sobre el total de la flota en 2030	148
Tabla 39. Resumen de escenarios de sistemas de almacenamiento, considerando los existentes	148
Tabla 40. Variables utilizadas en los escenarios	150
Tabla 41. Resumen de Resultados de escenarios Bajo, Medio y Alto	159

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Capacidad global Instalada por Tecnología Renovable 2010-2016.....	14
Ilustración 2. Capacidad Instalada por tecnología a nivel global renovable 2010 vs 2016	15
Ilustración 3. Costos nivelados de Energía a Nivel Mundial 2010-2016	17
Ilustración 4. Capacidad instalada por tecnología en la matriz eléctrica	18
Ilustración 5. Precios de subastas para energía eólica y energía solar por fecha de entrada.....	30
Ilustración 6. Participación por tecnología en la matriz eléctrica	44
Ilustración 7. Elementos de la EICV. Los cuatro superiores son obligatorios el último es operativo.....	59
Ilustración 8 Fases en el ACV para tecnologías de generación	61
Ilustración 9. Valores armonizados de emisiones de GEI por tecnología de generación	62
Ilustración 10. Emisiones de GEI por tecnología de generación.....	63
Ilustración 11 Comparación de GEI por tecnologías para cada una de las fases.....	65
Ilustración 12 Comparación de SO ₂ por tecnologías para cada una de las fases (derecha combustibles fósiles izquierda nuclear y renovable).....	66
Ilustración 13. Metodología del análisis integrado de ciclo de vida de sostenibilidad para la generación de electricidad en Turquía.....	68
Ilustración 14. Resultado análisis integrado de ciclo de vida de sostenibilidad para la generación de electricidad en Turquía.....	69
Ilustración 15. Escenarios de producción de electricidad 2014-2050.....	71
Ilustración 16. Resultado de emisiones de GEI para los escenarios de producción de electricidad en España 2014-2015.....	72
Ilustración 17. ACV Vehículos + combustible China	76
Ilustración 18. Comparación ACV vehículo caso Italia, 2013-2030.	77
Ilustración 19. Huella de carbono VE por tipo de vehículo por región	79
Ilustración 20 Alcance de ACV.....	82
Ilustración 21. Generación eléctrica por tecnología 2014-2016	85
Ilustración 22. GEI asociadas al ACV de la generación en Colombia 2014-2016.....	86
Ilustración 23 Huella hídrica generación eléctrica en Colombia 2014-2016.....	87
Ilustración 24 ACV indicador cambio climático escenarios generación eléctrica 2030 sin restricciones	88
Ilustración 25 ACV indicador cambio climático escenarios generación eléctrica 2030 con restricciones	89

Ilustración 26 ACV indicadores huella hídrica escenarios generación eléctrica con restricciones 2030	91
Ilustración 27. Ejemplo conexión de red con las plantas de potencia eólicas	98
Ilustración 28. Ejemplo conexión de red con las plantas de potencia solares FV	98
Ilustración 29. Definiciones de Signos para Potencia Activa y reactiva	99
Ilustración 30. Dibujo de funciones de restricción para potencia activa	108
Ilustración 31. Funciones de control de potencia reactiva para una central eólica o solar FV, control Q.	109
Ilustración 32. Funciones de control de potencia reactiva para una central eólica o solar FV, Control del Factor de Potencia	110
Ilustración 33. Listado de políticas actuales para la promoción de FNCER	117
Ilustración 34. Desacople de los escenarios	140
Ilustración 35. Metodología para la proyección de escenarios	141
Ilustración 36. Balance de Energía Eléctrica BAU 2030	143
Ilustración 37. Escenario BAU de Capacidades e Incrementos en Emisiones de CO2	144
Ilustración 38. Probabilidad geolocalizada de instalación de generación distribuida por recurso	146
Ilustración 39. Proyección de nueva capacidad de generación Distribuida de FNCER en USA	147
Ilustración 40. Variables de entrada e interfaz del sistema energético de EnergyPLAN	151
Ilustración 41. Variables de salida e interfaz de los resultados de EnergyPLAN	152
Ilustración 42. Resultados de Penetración del Escenario Bajo vs BAU	152
Ilustración 43. Resultados de Penetración del Escenario Medio vs BAU	153
Ilustración 44. Resultados de Penetración del Escenario Alto vs BAU	154
Ilustración 45. Penetración de Eólica vs Emisiones de CO2 en Escenario Alto y Medio	155

Acrónimos y definiciones

- Acolgen: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica.
- ACV: Análisis de Ciclo de Vida.
- AMI: Advanced Metering Infrastructure.
- Andesco: Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones.
- BAU: Business as Usual.
- BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
- BEV: Battery Electric Vehicle
- CC: Ciclo Combinado.
- CICC2: Comisión Intersectorial de Cambio Climático No 2.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- CO₂: Dióxido de Carbono.
- COMB: Combustión.
- CO-COMB: Combustión-Carbón.
- CH₄: Metano.
- DAA: Diagnóstico Ambiental de Alternativas.
- DNP: Departamento Nacional de Planeación.
- ECDBC: Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono.
- EIA: Estudio de Impacto Ambiental.
- EICV: Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida.
- ENFICC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.
- EV: Electric Vehicles.
- ERNC: Energías Renovables No Convencionales.
- FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
- FNCE: Fuentes No Convencionales de Energía.
- FRT: Fault Ride Through.
- FV: Foto voltaica.
- FCV: Fuel Cell Vehicule.
- Hz: Hertz.
- IGCC: Gasificación Integrada en Ciclo Combinado
- GEI: Gases Efecto Invernadero.
- GHG: Greenhouse Gas
- LVRT: Low Voltage Ride Through.
- INDC: Intended Nationally Determined Contributions.
- ICEV: Internal Combustion Engine Vehicule.

- IBGCC: Ciclo Combinado de Gasificación de Biomasa Integrada.
- kL: kilolitro
- kW: kilovatio
- kV: kilovoltio
- ME: Ministerio de Minas y Energía.
- MADS: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- MT CO₂ Eq: Millones de toneladas de equivalente de CO₂
- MUSD: Million United States Dollars.
- MW: Megavatio.
- MWh: Megavatio-hora
- NREL: National Renewable Energy Laboratory.
- NGCC: Gas Natural en Ciclo Combinado.
- N₂O: Óxido de nitrógeno.
- OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
- ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- PPA: Power Purchase Agreement.
- RCV: Refuse Collection Vehicle.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.
- UN: United Nations.
- USA: United States of America.
- PAI: Plan de Acción Indicativo.
- PEN: Plan Energético Nacional.
- PDFNCE: Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía.
- PNUD: Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.
- PROURE: Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales.
- Q: Potencia Reactiva.
- SO₂: Dióxido de azufre
- SER: Asociación Energías Renovables Colombia.
- SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- SC: Ciclo Simple.
- TJ: Terajoules
- ZNI: Zonas No Interconectadas.

A photograph of a row of silver cars parked at a charging station. The cars are parked in a line, and their charging cables are plugged into the charging stations. The charging stations are tall, silver, and have a blue light at the top. In the background, there is a large, old stone building with a gabled roof and two small arched windows. The sky is overcast.

1. Introducción

1

El Departamento Nacional de Planeación - DNP, con el apoyo del Banco Mundial y la Fondo Fiduciario de Crecimiento Verde de Corea, han contratado el presente estudio para aportar en los insumos para la construcción de políticas públicas en el contexto de la Misión de Crecimiento Verde, liderada por el DNP.

Este es el primer informe del estudio, el cual aborda los temas relacionados con la oferta de energía enfocándose en Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER).

El documento inicialmente presenta el contexto mundial y nacional del desarrollo actual de las FNCER, en cuanto a su penetración en la matriz energética y eléctrica.

Luego, en el capítulo 3 se hace una síntesis de los principales estudios que se han realizado en el país sobre este tema, con el propósito de recoger las principales propuestas y análisis efectuados en el pasado. Se analizan las alternativas estudiadas, los costos y beneficios considerados, los estudios de factibilidad realizados, las metas y objetivos propuestos, los impactos regulatorios estimados, los criterios de selección y barreras identificadas para la penetración de las FNCER.

A continuación, el capítulo 4 hace un análisis detallado de las principales barreras que enfrentan las FNCER en el país para su penetración. El análisis comprende las barreras institucionales, económicas, regulatorias y tecnológicas.

En el capítulo 5 se hace un análisis de la metodología de análisis de ciclo de vida, los estudios previos para generación y se evalúa la huella de carbono de la matriz eléctrica colombiana, tomado en cuenta la generación real de las plantas en los tres últimos años. El análisis se hizo con base en indicadores internacionales recopilados de diferentes agencias internacionales dedicadas a este tema.

El capítulo 6 muestra los requerimientos técnicos para la implementación de las FNCER, en particular lo relacionado a los equipos utilizados, equipos de medición, variables técnicas para la regulación, capacidades técnicas, requisitos de conexión y operación.

El capítulo 7 hace una descripción de las políticas actuales del país en cuanto a la penetración de las FNCER, en especial las plasmadas en las leyes y normas vigentes. Igualmente se plantean propuestas de política.

El capítulo 8 desarrolla el análisis de escenarios posibles de penetración, tomando en cuenta la superación de las barreras, las posibilidades de localización, tanto desde el punto de vista de recursos como desde el punto de vista de posibilidades económicas y financieras. Se evalúan en cada escenario los impactos energéticos, económicos y ambientales en un horizonte hasta el año 2040.



2. Contexto general de la oferta de FNCER en Colombia

2

2.1 El Contexto Internacional

En el mundo, desde que se inició el debate y el descubrimiento de evidencias cada vez más convincentes sobre el cambio climático, se ha iniciado un viraje importante con miras a que cada país modifique su matriz de suministro energético, disminuyendo el uso de combustibles fósiles y reemplazándolos por tecnologías más limpias que no generen, o disminuyan, emisiones de gases efecto invernadero (GEI) en comparación con sus contrapartes fósiles. Según el quinto informe del IPCC¹, las emisiones totales de GEI de tipo antropogénico han seguido incrementándose desde 1970 hasta 2010 con un gran incremento en términos absolutos entre 2000 y 2010, a pesar de las políticas de mitigación llevadas a cabo a nivel mundial. En 2010 estas emisiones alcanzaron 49 ± 4.5 GtCO₂ eq/año², de las cuales el 78% fueron producidas por procesos industriales y el uso de combustibles fósiles.

Este viraje se materializa con el desarrollo de plantas de generación eléctrica con base en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), especialmente eólicas y solares fotovoltaicas (FV), con el desarrollo tecnológico de autos eléctricos o híbridos, con las mejoras tecnológicas y de eficiencia energética en todos los procesos que presentan emisiones de GEI (calderas, quemadores, combustibles, motores, etc.).

Hoy, a pesar de todos los esfuerzos y compromisos de los países más desarrollados, se reconoce que éstos no han sido suficientes y, peor aún, que muchos países no han cumplido sus metas (Victor et al 2017).

Por otra parte, en el año 2015 se firma el último gran acuerdo a nivel Global denominado Acuerdo de París cuyo objetivo es *"reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza"*³. Dicho acuerdo ha sido suscrito por la mayoría de países del mundo, entre ellos Colombia, y extiende los compromisos de mitigación más allá del año 2020 cuando finaliza el protocolo de Kioto.

Colombia ha asumido cada vez con más seriedad el compromiso de disminuir nuestro aporte en la emisión de gases, a pesar de ser un país que contribuye con no más del 0.46% del total global de emisiones GEI, bajo la premisa que la responsabilidad nacional es aportar a un problema global que afecta a toda la humanidad y que solo si todos los países contribuyen en este esfuerzo será posible reducir el impacto del cambio climático en el futuro.

Según el documento de Naciones Unidas ⁴ (UNEP/EA.2/INF/17, *".... En la actualidad, la región de América Latina y el Caribe tan solo produce el 5% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero; no obstante, su contribución a las cifras mundiales está aumentando, a consecuencia sobre todo de las demandas impuestas por el sector industrial y el del transporte. De acuerdo con el Banco Mundial (2015), las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustibles fósiles y la fabricación de cemento en la región aumentaron en términos absolutos (+14.18%) a lo largo del período de 2006 a 2011, aunque su proporción en relación con el producto interno bruto (PIB) ha disminuido. Reducir las*

¹ Climate Change 2014 Synthesis Report Summary for Policymakers. IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change.

² Gigatoneladas (109) de CO₂ equivalente por año.

³ Artículo 2 del Acuerdo

⁴ UNEP/EA.2/INF/17 "RESUMEN DE LAS EVALUACIONES REGIONALES DEL SEXTO INFORME SOBRE LAS PERSPECTIVAS DEL MEDIO AMBIENTE MUNDIAL: RESULTADOS PRINCIPALES Y MENSAJES POLÍTICOS"

emisiones de gases de efecto invernadero con un tiempo largo de vida en la atmósfera se considera un reto importante para la región; y los contaminantes como el carbono negro han pasado a ser una prioridad en la actualidad debido a su acción de forzamiento radiativo en el sistema climático."

Colombia en la región ocupa el quinto lugar en emisiones de GEI en Latinoamérica⁵, después de Brasil, México, Argentina y Venezuela. Brasil ocupa el puesto 15 a nivel mundial emitiendo anualmente 486,229 kilotonnes de CO₂, seguido de México con 472,017. Colombia, según cifras del Banco Mundial emite 84.092 kilotonnes de CO₂⁶.

Respecto al cambio climático, las agencias especializadas y los paneles de expertos a nivel mundial consideran que el incremento de la temperatura sobre el nivel base no debe sobrepasar los 2°C, pero para lograrlo se debe tomar medidas radicales en los próximos años, más si se tiene en cuenta que el incremento actual ya está por encima de 1°C (IPCC 2014)

La actitud de Estados Unidos de retirarse del Acuerdo de París (COP21)⁷ constituye un freno a los compromisos para mitigar el impacto del calentamiento global. Sin embargo, esa misma actitud ha llevado a otros países en Europa y a la China a ser más agresivos, por lo menos en el discurso, en el compromiso frente a este proceso. Para muchos analistas esta actitud de Trump entrega el liderazgo en el tema a China⁸, país que, por su tamaño y aporte a las emisiones mundiales, resulta clave en el esfuerzo de reducir los impactos del cambio climático.⁹

Las políticas de numerosos países tienden a modificar la matriz energética, tomado en consideración políticas de diversa índole, tales como: acelerar la sustitución de vehículos a Diesel o gasolina por vehículos eléctricos (Noruega, Francia, Dinamarca entre otras han definido políticas agresivas al respecto y China estudio medidas similares), mejorar la eficiencia energética y aumentar la participación de las FNCER en la generación de electricidad y en la producción de calor o vapor en actividades residenciales e industriales.

Según el Escenario Central del World Energy Outlook (WEO) para 2040 el uso de carbón y petróleo solo crecerán a tasas del 0.4% 0.2% anual mientras que el gas lo hará al 1.5%, la energía nuclear al 2.3%, la energía hidroeléctrica al 18% y las Renovables al 6.9%¹⁰. Estos pronósticos de un escenario conservador indican que sin duda se presentará un cambio en la matriz energética mundial que podrá ser más drástico en favor de las energías limpias si más países del orbe impulsan el uso de movilidad eléctrica en este período.

⁵ <http://cnnespanol.cnn.com/2017/06/08/estos-son-los-paises-de-america-latina-que-mas-co2-emiten/>

⁶ <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT>

⁷ "Obama ofreció reducir las emisiones de EE. UU. entre un 26% y 28% para 2025 respecto a los niveles de 2005. Pero las medidas que puso en marcha ya han sido frenadas por Trump. En cuatro meses de mandato ha firmado 14 órdenes ejecutivas destinadas a desmantelarlas y ha situado a la cabeza de la influyente Agencia de Protección Ambiental a Scott Pruitt, considerado un caballo de Troya de la industria más contaminante. Pruitt siempre ha rechazado que el hombre sea causante del cambio climático y, como fiscal general de Oklahoma, llegó a demandar 14 veces a la agencia que ahora dirige siguiendo las directrices de las grandes compañías petroleras y eléctricas". (El País, junio 2 de 2017)

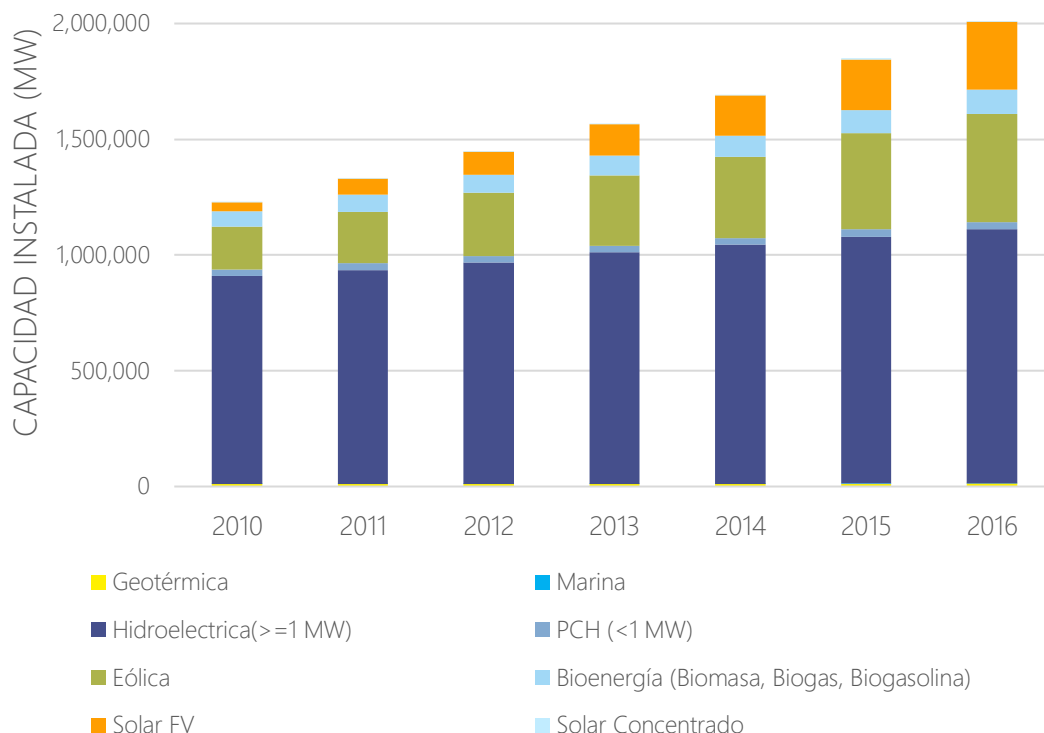
⁸ BBC Mundo, junio 3 de 2017

⁹ Para 2014, China representó el 30% de las emisiones totales de CO₂, EE. UU. representa más del 20% la Unión Europea el 9%, India el 7%, Rusia el 5% y Japón el 4%. Fuente: United States Environmental Protection Agency

¹⁰ FUNSEAM: Documento FUNSEAM 05-2016. Principales conclusiones del World Energy Outlook 2016. Informe de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental. Diciembre 2016

En términos del avance de las FNCER para generación eléctrica, de acuerdo con información de IRENA¹¹, vale la pena mencionar lo siguiente (ver Ilustración 1):

Ilustración 1. Capacidad global Instalada por Tecnología Renovable 2010-2016



Fuente: IRENA¹², 2017

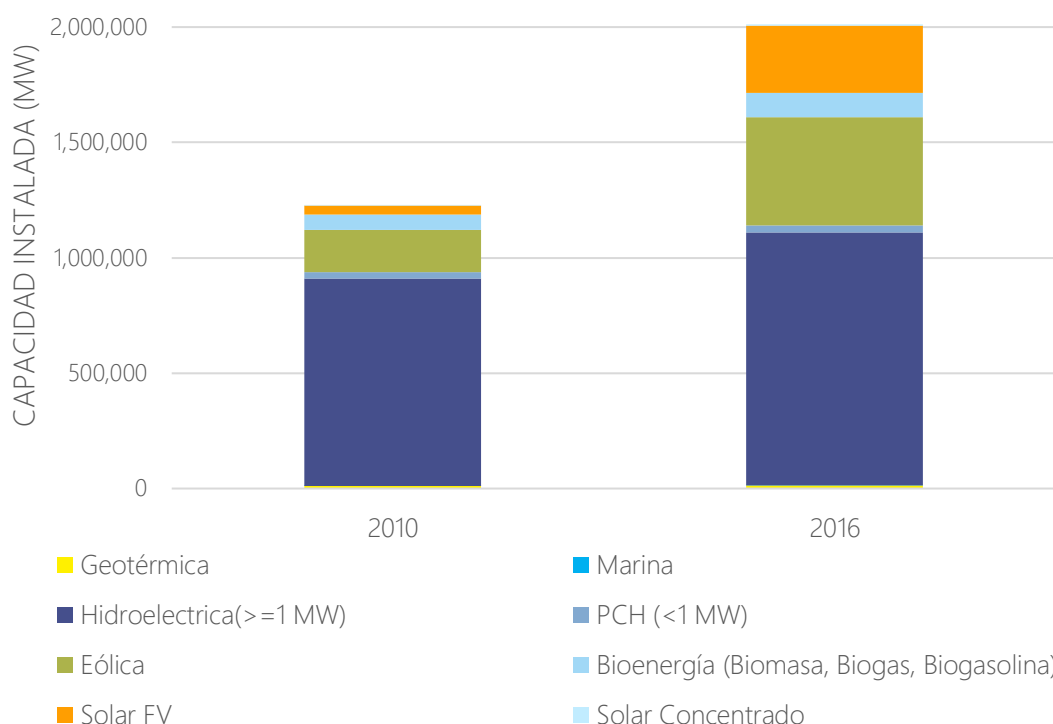
- La capacidad instalada total a nivel global de plantas eólicas, solares FV, PCH's (menores de 10 MW), pasó de 337,125 MW en el 2010 a 906,743 MW en 2016, con un crecimiento en el período del 269%.
- De la capacidad instalada total de este tipo de plantas en 2016, el 50% corresponden a plantas eólicas terrestres y el 32.1% a plantas solares FV.
- La tecnología con mayor crecimiento en el período fue la solar FV con 744%.

En consecuencia, la capacidad de generación de energía renovable (incluida toda la hidroelectricidad) tuvo un estimado de 161 gigavatios (GW) de capacidad adicional en el año 2016. El mundo ahora añade más capacidad de energía renovable cada año de lo que suma la capacidad añadida de todos los combustibles fósiles combinados. A finales del año 2016, las energías renovables comprendieron aproximadamente el 30% de la capacidad de generación de energía del mundo, suficiente para abastecer a un estimado de 24.5% de la electricidad mundial.

¹¹ "Estadísticas de Energía Renovable 2017". IRENA. 2017. En línea: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>

¹² "Estadísticas de Energía Renovable 2017". IRENA. 2017. En línea: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>

Ilustración 2. Capacidad Instalada por tecnología a nivel global renovable 2010 vs 2016



Fuente: IRENA, 2017.

Es indudable que este auge de las FNCER en el mundo está impulsado en gran medida por la reducción en las emisiones de gases efecto invernadero en razón a que estas fuentes presentan muy bajas o nulas emisiones, con lo cual los países, sobre todo aquellos que tienen matrices eléctricas basadas en carbón y otros combustibles fósiles (Europa, China, India, Estados Unidos), pueden cumplir los compromisos internacionales. Otras ventajas de la utilización de estas nuevas fuentes se presentan por la creación de nuevos empleos, las posibilidades de exportación de equipos y de nuevas tecnologías, facilidades en muchos casos para manejo de desechos (especialmente cuando no se utilizan baterías) y la disminución de la dependencia energética por la importación de combustibles.

Los desafíos planteados en razón al cambio climático, además de limitar el incremento de la temperatura de la tierra a no más de 2°C, tiene que ver con las acciones de mitigación y adaptación al cambio climático. Se considera que una sustancial reducción de las emisiones de GEI está ligada a la efectividad de las medidas de adaptación y a la reducción de costos y también efectividad de las medidas de mitigación frente a este fenómeno.

Las políticas de adaptación deberán incorporarse en los planes de desarrollo y en todas las actividades de planificación sectorial, tomando en cuenta la vulnerabilidad de los ecosistemas, los grupos más vulnerables, las necesidades de financiamiento para reducir esta vulnerabilidad entre otros aspectos.

Las políticas de mitigación, como el cambio de la matriz energética, los cambios en los hábitos de consumo deberán igualmente hacer parte de las políticas de desarrollo de los diferentes países.

Sin estas dos políticas a nivel global será muy difícil impedir los efectos desastrosos que puede traer el cambio climático en el presente siglo. Dentro de este contexto la penetración de las FNCER juega un papel relevante, como lo han reconocido muchos gobiernos que han iniciado los procesos de penetración como se describe más adelante.

Por regiones, algunos ejemplos muestran los avances en FNCER:

Asia: China lidera el mundo en la capacidad instalada de energía hidroeléctrica, eólica y la energía solar FV. Este país desarrolló instalaciones récord de la energía solar FV, elevando la capacidad total del país en un 45%. Fuera de China, la mayor parte de la energía renovable generada en Asia es energía hidroeléctrica, pero su participación está disminuyendo en relación con otras tecnologías de energía renovable, especialmente la solar FV y la energía eólica. Por ejemplo, en la India la energía eólica y la capacidad de la energía solar FV aumentaron considerablemente¹³, y la generación de bioenergía fue un 8% mayor en relación con 2015. En el caso de Indonesia y Turquía se instalaron nuevos proyectos de energía geotérmica en 2016.

Europa: Continuando una tendencia en curso, las energías renovables representaron una gran mayoría (86%) de las nuevas instalaciones de energía en la UE en términos de capacidad, con predominio de la energía eólica y la energía solar FV.

América del Norte: En los Estados Unidos, las energías renovables representaron más del 15% de la generación total de electricidad, frente al 13.7% en 2015. La generación de energía a partir de biomasa se redujo en 2016, pero la electricidad generada por la energía eólica terrestre creció el 3.7% y la energía solar FV aumentó el 4.24%. El funcionamiento del primer parque eólico marino del país (30 MW) también comenzó durante el año. En Canadá, la energía hidroeléctrica continúa siendo una fuente dominante de la generación de energía, aunque la energía eólica ha sido la mayor fuente de nueva generación durante los últimos 11 años.

América Latina: Algunos países de la región alcanzan altas cuotas de generación de electricidad con energía renovable variable. Por ejemplo, Honduras suministra el 9.8% de su electricidad con energía solar FV, la energía eólica en Uruguay suministra el 22.8% del consumo de electricidad en 2016. Además, una serie de islas del Caribe (por ejemplo, Aruba, Curazao, Bonaire y San Eustaquio), han alcanzado cuotas de energía renovable de más del 10% en la mezcla de potencia total. Por otra parte, países cercanos a Colombia han instalado una capacidad importante en energías renovables no convencionales en los últimos años. Brasil en 2015, registró un record de 2.7 GW de nuevas instalaciones en servicio, México en el mismo año instaló 700 MW de energía eólica, mientras Uruguay instaló 300 MW, Panamá 230 MW y Perú 97 MW de capacidad en plantas eólicas. En cuanto a plantas solares FV, Panamá instaló 86 MW entre 2015 y 2016, Chile 1372 MW y Uruguay 82 MW en el mismo período.¹⁴

África: Egipto con 3660 MW, seguido por Marruecos con 2443 MW, lideran a la región en la capacidad de energía renovable instalada; ambos países tienen capacidad hidroeléctrica significativa. Sudáfrica junto con Etiopía lidera el África subsahariana en capacidad de

¹³ La capacidad instalada en MW de energía eólica terrestre en India paso de 25088 MW en 2015 a 28875 MW en 2016. La Solar fotovoltaica pasó de 5271 MW en 2015 a 9658 MW en 2016. Fuente: Renewable Energy Statistics 2017. IRENA

¹⁴ "Estadísticas de Energía Renovable 2017". IRENA. 2017. En línea: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>

energía renovable instalada, la que en total alcanzó el 5% de la capacidad total de generación de electricidad en 2016. Varios países, como Ghana, Senegal y Uganda han iniciado plantas solares FV durante el año, y Kenia fue uno de los pocos países en todo el mundo en traer la capacidad geotérmica adicional en línea.

Oceanía: Australia lidera en la región en la capacidad eléctrica renovable, la mayoría de esta capacidad es la energía hidroeléctrica (59%) y energía eólica (32%), aunque la capacidad de la energía solar fotovoltaica está creciendo rápidamente.

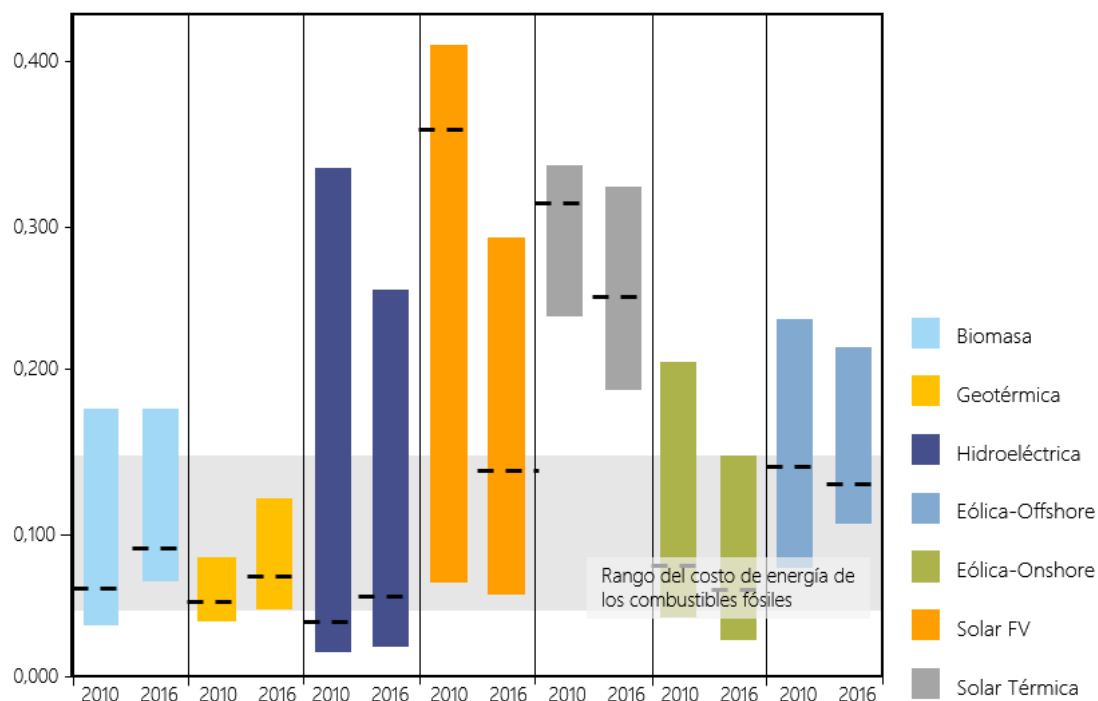
Oriente Medio: Las capacidades de la energía solar FV, energía eólica y solar térmica son relativamente pequeñas, pero varios países estaban construyendo nuevos proyectos de energía eólica y energía solar FV, y avanzando en el desarrollo de la capacidad de fabricación nacional durante 2016.

Los datos muestran claramente el dinamismo de estas tecnologías a nivel global. Este desarrollo todavía no se observa en Colombia, donde a excepción de las PCH's, las demás tecnologías todavía no representan una porción importante en la matriz energética.

Lo anterior indica que el mundo se encuentra en un período de transición energética que migra del uso de los combustibles fósiles a las fuentes limpias de energía, una etapa de "descarbonización" de la matriz energética, como la han llamado algunos analistas.

En cuanto a los costos de generación con FNCER, ha continuado la tendencia de disminución de éstos, especialmente la eólica y solar fotovoltaica, tal como se muestra en la Ilustración 3.

Ilustración 3. Costos nivelados de Energía a Nivel Mundial 2010-2016



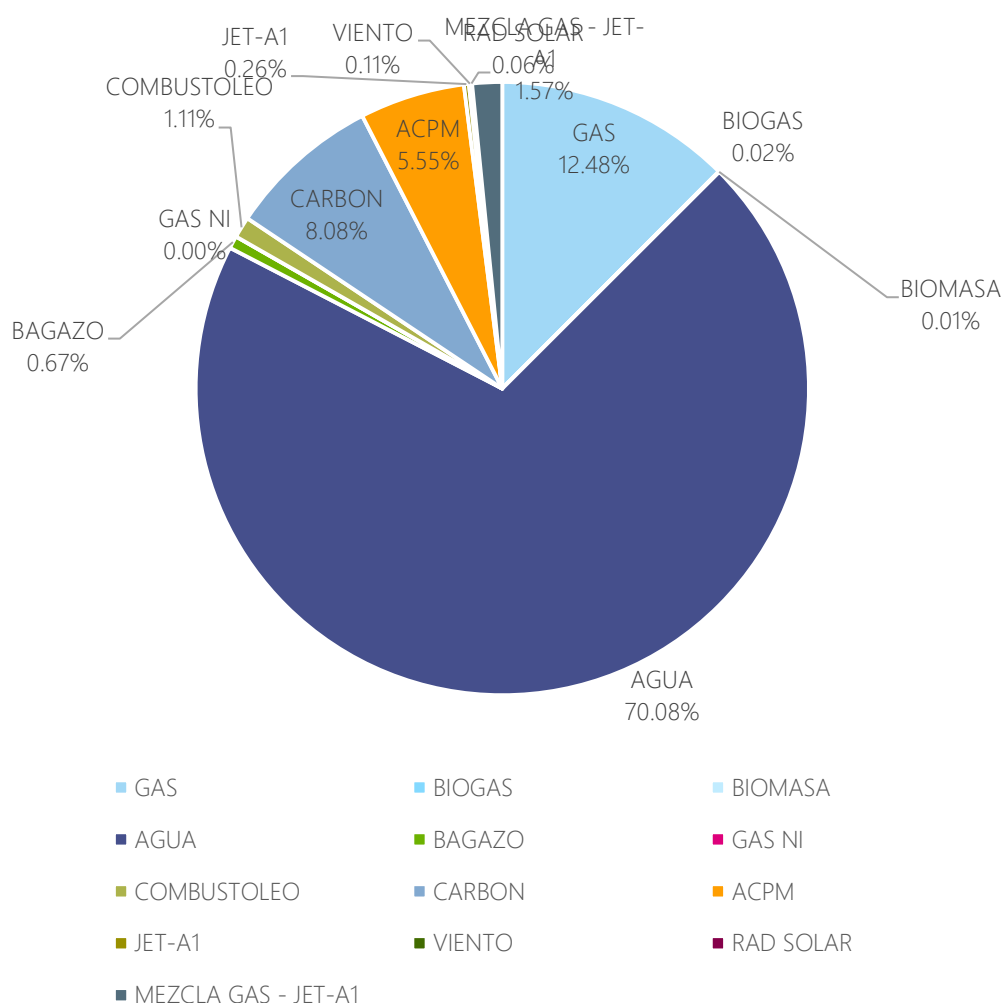
Fuente: IRENA, 2017

2.2 Análisis de las condiciones para la integración de las FNCER en el país

El marco regulatorio 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 CREG en cumplimiento de sus funciones. Adicionalmente, la Ley 1715 contempla numerosas políticas para fomentar el uso de las FNCE y la eficiencia energética en el país, y un paquete importante de incentivos económicos. 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.

En el caso de las FNCER, se expidió en 2014 la Ley 1715 que busca incentivar el uso de las Fuentes Renovables y la Eficiencia Energética, sin embargo, a nivel del funcionamiento del sistema eléctrico no existe una regulación específica para las mismas, con excepción de algunos temas puntuales como el cálculo de energía firme para el cargo por confiabilidad. Esto también se explica por la escasa penetración hasta el momento de dichas fuentes en la generación de energía, como se indica en la Ilustración 4.

Ilustración 4. Capacidad instalada por tecnología en la matriz eléctrica



Fuente: UPME, 2017

Como se observa, la matriz de generación eléctrica colombiana muestra un alto componente de energías renovables, tomando en cuenta que cerca del 70% de la capacidad instalada es hidroeléctrica. Sin embargo, las FNCER solo representan una porción muy pequeña en la matriz eléctrica.

A pesar de su baja participación en el mercado de energía, estudios de la UPME y otras entidades han identificado potenciales energéticos importantes de recursos renovables no convencionales en el país, incluyendo solar, hidroenergético y eólico¹⁵. En el caso de la geotermia, Colombia realizó algunos estudios de posibles proyectos en los años 70's¹⁶, pero a partir de ahí no se ha avanzado en identificar un potencial más ajustado a la realidad y a las tecnologías disponibles hoy. Este potencial de recurso es comparable o incluso más atractivo que el de países que actualmente tienen mayor penetración de FNCER.

Adicionalmente, el grado de desarrollo del mercado de energía y su reglamentación, con respecto al acceso a la capacidad de transmisión y la operación técnica y comercial, son percibidos como una plataforma sólida para la inversión en generación por el sector privado, incluyendo las energías renovables no convencionales.

En el siguiente cuadro se indica la capacidad de las plantas de FNCER registradas en la UPME, como potenciales proyectos a ser construidos en los próximos años. Esta capacidad de nuevos proyectos indica el impulso que la Ley 1715 ha dado a potenciales inversionistas para construir proyectos.

Tabla 1. Potencial registrado de ER (Solar, eólico y biomasa) desde 2010-2017

Rango de potencia (MW)					Solar	Eólico	Biomasa	TOTAL
Entre	0	-	1	MW	21	0	0.7	21.7
Entre	1	-	10	MW	118.8	9.9	19.3	148
Entre	10	-	20	MW	1203.9	0	0	1203.9
Entre	20	-	50	MW	21	0	25	46
Entre	50	-	100	MW	122.2	601	0	723.2
Mayor a 100 MW					1170.7	1595	0	2765.7
TOTAL					2657.6	2205.9	45	4908.5

Fuente: (UPME, 2017)

Por otro lado, en los últimos años la tendencia decreciente en los costos de generación con FNCER a nivel internacional ha despertado un gran interés en impulsar la participación de dichas tecnologías en el mercado de energía del país, tanto por parte de inversionistas interesados en estructurar proyectos¹⁷, como por parte de las autoridades del sector para adoptar medidas para su viabilización y que estos participen en la expansión del parque de

¹⁵ En 2015 la UPME realizó el Atlas del Potencial Hidroenergético en Colombia, en 2006 se elaboró el Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia y en 2005 el Atlas de radiación Solar en Colombia

¹⁶ De acuerdo con estos estudios se identificó un potencial de 2210 MW de generación geotérmica, de los cuales no se ha desarrollado ningún proyecto. El más avanzado, en términos de exploración directa es el proyecto del macizo volcánico del Ruiz, desarrollado por ISAGEN.

¹⁷ A agosto de 2016 se contaba con 234 proyectos de generación con registro vigente en la UPME, de los cuales 89 son con FERN sin incluir hidroeléctricas, con una capacidad instalada total de 2077 MW, de los cuales 1285 MW son eólicos

generación¹⁸. De lo anterior, se deduce que existen condiciones propicias para el desarrollo de proyectos de FNCER en el país y su integración al mercado de energía.

Por otra parte, Colombia en el marco del nuevo Acuerdo de París sobre Cambio Climático, presentó previo a la COP21, su Contribución Prevista y Nacionalmente Determinada (INDC por sus siglas en inglés) en el cual se plasman los compromisos que el país adquiere en materia de cambio climático, en cuanto a mitigación, adaptación y medios de implementación para el año 2030. En particular, dentro de estos compromisos se priorizan ocho sectores de la economía (transporte, energía, agricultura, vivienda, salud, comercio e industria) los cuales dentro de su planificación incluirán consideraciones de cambio climático y medidas de adaptación. En forma general, el país se comprometió a reducir unilateralmente en un 20% las emisiones de GEI al año 2030. Dentro de este compromiso el desarrollo de fuentes limpias en el sector energético juega un gran papel. Adicionalmente, el país plantea que el compromiso podría llegar hasta una reducción del 30% de emisiones de GEI si se obtiene ayuda internacional

En conclusión, el contexto internacional y nacional es favorable para el desarrollo de proyectos de FNCER para la generación eléctrica en el país. Sin embargo, como se plantea más adelante (capítulos 3 y 4) existen aún numerosas barreras institucionales, regulatorias, económicas y tecnológicas que dificultan el despegue de estos proyectos, como sería deseable desde la perspectiva del crecimiento verde.

De la rapidez con que se levanten estas barreras depende el grado de penetración de estas fuentes y el cambio de la matriz energética en el mediano plazo.

¹⁸ La CREG tiene en estudio varias medidas para la generación con FERN y la UPME prevé en su plan de expansión 2016-2030 la entrada de 1740 MW de generación eólica, solar y geotérmica.



3. Síntesis de estudios previos de penetración de FNCER en Colombia

3

El desarrollo de las fuentes no convencionales de energía renovables ha tenido un impulso a nivel internacional en los últimos 20 años, con avances en las tecnologías, reducción de costos, diseño e implementación de incentivos, y mecanismos para promover su participación en la matriz energética de los países. Dentro de esta tendencia, durante los últimos años se han desarrollado en Colombia numerosos estudios que han buscado identificar las principales barreras, proponer incentivos, analizar diferentes alternativas y escenarios de penetración, así como costos de implementación de FNCER.

A continuación, se presenta la síntesis de los resultados de 20 estudios realizados desde 2010 hasta 2017 (ver la Tabla 2), que se consultaron para este análisis. Sobre estos documentos, se buscó identificar las alternativas consideradas, los costos de implementación, los beneficios de la implementación, el análisis de factibilidad de su implementación, metas y objetivos, impactos en la regulación, impactos ambientales y criterios de selección, entre otros temas relacionados. De esta manera, y aunque cada estudio y documento aborda las problemáticas y alternativas desde una perspectiva diferente, se establecieron puntos de análisis en común para todos los documentos revisados, y a partir de esta síntesis se establecieron conclusiones convergentes que se presentan en este capítulo. Con base en esta metodología, se presenta un resumen por medio de una matriz de síntesis, y adjunto a este documento se encontrará el Anexo I, donde se presenta una ficha de revisión de cada uno de los documentos.

Tabla 2. Listado de estudios analizados.

No.	Entidad	Año	Título
1	United Nations	2015	Naciones Unidas 2015 Acuerdo de Paris
2	CORPOEMA / UPME	2010	Formulación de un Plan de Desarrollo para Fuentes de Energía No Convencionales en Colombia (PDFNCE).
3	MME / UPME	2016	Plan Indicativo de Eficiencia Energética 2016-2021
4	UPME	2015	Integración de Energías Renovables No Convencionales en Colombia (UPME, BID)
5	BID	2016	Smart Grids Colombia Visión 2030: Mapa de Ruta para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia (UPME, BID, MME, MTIC)
6	UPME	2015	Hoja de Ruta del Sector Minero - Energético para la adaptación al Cambio Climático
7	UPME	2015	Plan Nacional de Energía Colombia: Compendio de Ideas Energéticas 2050
8	UPME	2016	Plan de Expansión de Referencia para Generación-Transmisión 2016-2030
9	UPME	2015	Mapas de ruta para la materialización de dos objetivos energéticos

10	CREG	2016	Documento 161 Alternativas para la integración de FNCER a parque generador
11	UPME	2015	Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones reglamentarias para la incorporación de generación eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia
12	United Nations	2015	Agenda de Desarrollo Sostenible 2030 y sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
13	SER	2017	Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana
14	DNP	2016	Revisión de Propuestas y Alternativas de Incorporación de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales en el Mercado de Energía Mayorista – Producto 5
15	MADS	2015	Documento de Soporte de la Contribución Prevista y Nacionalmente Determinada (INDC) de Colombia
16	UPME	2013	Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del Sector energético colombiano frente al cambio climático
17	MME	2016	Propuesta de Política de Eficiencia Energética para Colombia (MME, E & Y)
18	UPME	2010	PROURE 2010–2014
19	DNP	2016	Evaluación de Potencial de Crecimiento Verde para Colombia
20	DNP-MADS	2017	Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la Reducción de emisiones en la contribución nacionalmente Determinada de Colombia

Fuente: Elaboración propia

La mayoría de estos documentos han sido resultado de estudios o proyectos realizados por diferentes instituciones gubernamentales y gremios de los subsectores relacionados, entre éstos, se encuentra la UPME -con nueve de los veinte estudios revisados-, DNP, MME, MADS, organismos internacionales como el BID, UN, PNUD y gremios como Acolgen, Andesco, y SER entre otros.

3.1 Síntesis de alternativas consideradas

3.1.1 Alternativas de FNCER

Diferentes estudios plantean alternativas o escenarios de participación de las FNCER en la matriz energética colombiana, la mayoría de los documentos identifica escenarios con mayor participación de FNCER, tanto en la matriz energética como en la matriz eléctrica ¹⁹. Otros estudios como el realizado por E&Y-Enersinc para el DNP “Revisión de Propuestas y Alternativas de Incorporación de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales en el Mercado de Energía Mayorista” (DNP-E&Y, 2016) y el de SER “Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana” (SER, 2017) plantean las estrategias de penetración y los cambios y mecanismos necesarios para lograr su participación.

En los estudios se identifica un gran potencial en el aprovechamiento de la biomasa para usos térmicos y cogeneración en la producción simultánea de vapor y electricidad, asociados principalmente al uso de residuos agropecuarios, así como continuar con el uso de biomasa para biocombustibles. Varios estudios coinciden en el gran potencial con el que cuenta el país para el aprovechamiento de esta fuente de energía, por ejemplo (DNP-E&Y, 2016), (SER, 2017), y (UPME-Integración ERNC, 2015), y como contribuiría no solo a la generación de energía térmica o eléctrica, sino a la productividad del agro y a un manejo sostenible de los residuos.

En cuanto a la participación de fuentes no convencionales renovables en la matriz eléctrica, la mayoría de los estudios consultados coinciden en que el mayor potencial lo tienen la energía eólica y la energía solar FV. En el caso de la energía eólica, se identifica un potencial importante de desarrollo de proyectos a gran escala especialmente en la zona norte del país. Así, el plan de generación y transmisión de la UPME cuenta con tres escenarios de participación con más de 1000 MW instalados en energía eólica, escenarios), 2 y 4. En esta alternativa, coincide el estudio de hoja de ruta para materialización de los objetivos 5 y 6 del PEN como una de las áreas de enfoque para el sector eléctrico llegando al 2050 con una capacidad hasta de 3131 MW eólicos en la región caribe (UPME-Hoja de ruta PEN, 2015). A continuación, se presenta el resumen de los escenarios planteados por el Plan de expansión.

¹⁹ En documentos como el Plan Energético Nacional (UPME-PEN, 2015), la Formulación de un Plan de Desarrollo para Fuentes de Energía No Convencionales en Colombia (UPME-PDFNCE, 2010), el PROURE 2010 -2015 (UPME-PROURE, 2010), el nuevo plan de acción indicativo 2017-2022 (UPME-PAI, 2016), Integración de Energías Renovables No Convencionales en Colombia (UPME-Integración ERNC, 2015), Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático (UPME-Vulnerabilidad CC, 2013), Hoja de Ruta del Sector Minero Energético para la adaptación al Cambio Climático (UPME-Mapa de ruta adaptación CC, 2015), Plan de Expansión de Referencia para Generación y Transmisión 2016-2030 (UPME-Plan de Expansión, 2016) y el documento de la fase de diagnóstico de la misión de crecimiento verde.

Tabla 3. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 0.

La expansión base de este escenario, que es adicional a la establecida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de las plantas menores, se sustenta en la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 227 MW de generación hidroeléctrica, 147 MW con plantas térmicas que utilizan el gas natural como recurso principal, 970 MW térmicos base de carbón, 1456 MW eólicos y 569.2 MW con fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente geotérmica, biomasa y generación solar fotovoltaica distribuida.

Recurso	Base actual (MW)	Cargo por confiabilidad (MW)	Expansión adicional (MW)	Total (MW)
Hidráulica	10890.1	1200.0	1427.0	13517.1
Gas	3509.0	0.0	147.0	3656.0
Carbón	1344.0	250.0	970.0	2564.0
Menores	745.4	0.0	793.2	1538.6
Cogeneración	117.1	0.0	285.0	402.1
Eólica	0.0	0.0	1456.0	1456.0
Solar	0.0	0.0	234.2	234.2
Geotérmica	0.0	0.0	50.0	50.0
Otros	0.0	88.3	0.0	88.3
Total	16605.6	1538.3	5362.4	23506.3

Fuente: (UPME-Plan de Expansión, 2016)

Tabla 4. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 1

Contempla varias limitaciones, especialmente al desarrollo de centrales hidroeléctricas con embalse y proyectos con fuentes renovables no convencionales en el departamento de la Guajira. Respecto al recurso eólico solo considera el 50% del escenario 0, es decir 727 MW. Lo anterior implica una restricción adicional para la construcción de más parques eólicos (diferentes a los 727 MW de la Guajira).

Recurso	Base actual (MW)	Cargo por confiabilidad (MW)	Expansión adicional (MW)	Total (MW)
Hidráulica	10890.1	1200.0	1823.8	13913.9
Gas	3509.0	0.0	147.0	3656.0
Carbón	1344.0	250.0	859.4	2453.4
Menores	745.4	0.0	793.2	1538.6
Cogeneración	117.1	0.0	285.0	402.1
Eólica	0.0	0.0	727.0	727.0
Solar	0.0	0.0	129.8	129.8
Geotérmica	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3	0.0	88.3
Total	16605.6	1538.3	4765.2	22909.1

Fuente: (UPME-Plan de Expansión, 2016)

Tabla 5. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 2

En este escenario se conserva la misma limitación de plantas hidroeléctricas a gran escala, pero no hay restricción para plantas con fuentes renovables no convencionales en la Guajira. La capacidad eólica se fija en 1450 MW, la misma del caso base. No se considera la posibilidad de construir más parques eólicos (adicionales a los 1450 MW de la Guajira) y se modela un impuesto a las emisiones de CO₂.

Recurso	Base actual (MW)	Cargo por confiabilidad (MW)	Expansión adicional (MW)	Total (MW)
Hidráulica	10890.1	1200.0	1823.8	13913.9
Gas	3509.0	0.0	147.0	3656.0
carbón	1344.0	250.0	0.0	1594.0
Menores	745.4	0.0	793.2	1538.6
Cogeneración	117.1	0.0	285.0	402.1
Eólica	0.0	0.0	1456.0	1456.0
Solar	0.0	0.0	64.1	64.1
Geotérmica	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3	0.0	88.3
Total	16605.6	1538.3	4569.1	22713.0

Fuente: (UPME-Plan de Expansión, 2016)

Tabla 6. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 3.

Contempla limitaciones para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos a gran escala y plantas renovables no convencionales en la Guajira. Se fijó la capacidad eólica en 727 MW, restringiendo la posibilidad de nuevos desarrollos con esta tecnología.

Recurso	Base actual (MW)	Cargo por Confiabilidad (MW)	Expansión adicional (MW)	Total (MW)
Hidráulica	10890.1	1200.0	1878.8	13968.9
Gas	3509.0	0.0	147.0	3656.0
carbón	1344.0	250.0	0.0	1594.0
Menores	745.4	0.0	793.2	1538.6
Cogeneración	117.1	0.0	285.0	402.1
Eólica	0.0	0.0	727.0	727.0
Solar	0.0	0.0	209.7	209.7
Geotérmica	0.0	0.0	50.0	50.0
Otros	0.0	88.3	0.0	88.3
Total	16605.6	1538.3	4090.7	22234.6

Fuente: (UPME-Plan de Expansión, 2016)

Tabla 7. Escenarios UPME Plan de Expansión Generación Transmisión 2016 – 2030, ESCENARIO 4.

En este escenario solo se tuvo en cuenta una restricción, que fija la capacidad eólica en 1450 MW. Es decir, no se permite la construcción de parques adicionales con esta tecnología. Con relación a los demás recursos, la UPME consideró la posibilidad de construirlos durante el proceso de optimización del modelo. No se consideró impuesto a las emisiones de CO2.				
Recurso	Base actual (MW)	Cargo por Confiabilidad (MW)	Expansión adicional (MW)	Total (MW)
Hidráulica	10890.1	1200.0	1823.8	13913.9
Gas	3509.0	0.0	147.0	3656.0
carbón	1344.0	250.0	1080.0	2674.0
Menores	745.4	0.0	793.2	1538.6
Cogeneración	117.1	0.0	330.8	447.9
Eólica	0.0	0.0	1456.0	1456.0
Solar	0.0	0.0	129.8	129.8
Geotérmica	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3	0.0	88.3
Total	16605.6	1538.3	5760.6	23904.5

Fuente: (UPME-Plan de Expansión, 2016)

En el caso de la energía solar, también se resalta su gran potencial dentro de las alternativas de penetración de FNCER, particularmente a pequeña escala tanto como generación distribuida en el SIN como en zonas no interconectadas. La gran penetración de esta tecnología como alternativa principal se explica por la reducción de costos de la tecnología y por el abundante recurso solar que se tiene en el país. La visión 2030 de Smart Grids, identifica los recursos distribuidos de generación y en particular con energía solar como una de los cuatro ejes de desarrollo de las redes del futuro, así como el fortalecimiento de los prosumidores (los prosumidores se han identificado como una nueva categorías de agentes dentro de la cadena del sector eléctrico y son aquellos usuarios que consumen energía de la red pero adicionalmente generan energía y la entregan a está cumpliendo también el rol de productores de electricidad) (BID-Smart Grids, 2016).

Muchos de los estudios por ejemplo (DNP-E&Y, 2016), (MADS-INDC, 2015), (SER, 2017), (UPME-PDFNCE, 2010), (UPME-Integración ERNC, 2015) también identifican como alternativas, la participación de la energía de biomasa, y la energía geotérmica, aunque con un menor potencial de crecimiento en el mediano plazo comparado con la eólica y la solar. La biomasa se identifica más para usos térmicos y un crecimiento en cogeneración para generación eléctrica. Por otro lado, la energía geotérmica se menciona como una tecnología madura, pero con dificultades en su desarrollo inicial debido a los altos costos de pre-inversión, pero con la gran ventaja por su confiabilidad que en el sistema colombiano es altamente valorado.

En general los estudios toman como referencia fuentes o estudios similares, por lo que los valores de los potenciales pueden ser los mismos, estos sin embargo depende de supuestos para su aprovechamiento y restricciones en su uso, como costos, permisos, accesos a las redes entre otras, a continuación se presentan los potenciales estimados por (UPME-Integración ERNC, 2015) y que son citados en varios de los otros estudios.

Tabla 8. Potenciales FNCER por fuente

FUENTE	POTENCIAL	
	(UPME-Integración ERNC, 2015)	
SOLAR	Urbano en techo principales ciudades	1886 MW
	Irradiación promedio	4,5kWh/m2/día
EÓLICO	Costa Norte	20000 MW
	Santanderes	5000 MW
	Boyacá	1000 MW
	Risaralda - Tolima	1000 MW
	Huila	2000 MW
	Valle del Cauca	500 MW
BIOMASA	Residuos agrícolas	33350 TJ/año
	Residuos pecuarios	117748 TJ/año
	Otros residuos	410 TJ/año
GEOTERMIA		1000-2000 MW

Fuente (UPME-Integración ERNC, 2015)

Finalmente, en general se menciona las pequeñas centrales hidroeléctricas, pero al ser esta ya una tecnología “convencional” en el país, se espera de igual forma que siga creciendo y participando en la matriz eléctrica del país.

Los estudios revisados que incluyen alternativas con FNCER se centran más en la identificación de potenciales algunos como el Plan de expansión o los mapas de ruta avanzan un poco más hacia el planteamiento de escenarios. Dado tanto los potenciales, como el avance de las tecnologías y los escenarios planteados se identifican las fuentes con mayor proyección a la energía solar FV y la energía eólica, sin desconocer el potencial de los otros recursos renovables no convencionales.

Las alternativas presentadas en los diferentes estudios están enfocadas a evaluaciones preliminares y diagnósticos orientados a identificaciones particulares que cada uno de los estudios busca cubrir, sin embargo si se identifica como una necesidad importante la caracterización y estudio de los recursos con el fin de tener potenciales más ajustados, ya que las alternativas reales o al menos más ajustadas de penetración podrán definirse en la medida que se tenga mayor información sobre los potenciales, para esto se requiere un esfuerzo gubernamental importante para la medición de los recursos, este esfuerzo podrá darse de manera conjunta con el sector académico que también deberá realizar investigaciones y estudios detallados que permitan un conocimiento más detallado de los recursos energéticos con los que cuenta el país. El IDEAM y la UPME han hecho un avance importante especialmente en energía solar y eólica con la publicación de los atlas, pero en biomasa y geotermia aún es muy incipiente la información disponible.

3.2 Estimación de costos de implementación

En general, ninguno de los estudios plantea los costos de implementación de las alternativas de FNCER. En tres estudios, (UPME-PDFNCE, 2010), (UPME-Integración ERNC, 2015) y (UPME-Plan de Expansión, 2016) se hace una estimación de costos de implementación para tecnologías puntuales, por ejemplo, costos por kWh generado o por MW instalado, para el caso particular de las fuentes de generación renovables. Este es el caso del plan de expansión de generación y transmisión (UPME) que para el escenario base a largo plazo donde incluye la participación de las FNCER integradas a proyectos ENFICC se obtienen los costos de inversión y costos operativos con sus respectivos valores de 16,420 MUSD y 66,474 MUSD para el escenario 0, los valores de los demás escenarios se muestran a continuación (UPME-Plan de Expansión, 2016).

Tabla 9. Costos escenarios plan de expansión UPME

	Costo de inversión (MUSD)	Costo de operación (MUSD)	Costo nivelado de generación (USD/MWH)
Escenario 0	16420.75	66474.51	63.44
Escenario 1	13327.19	84248.37	74.68
Escenario 2	13444.91	89832.09	79.04
Escenario 3	12532.79	95614.85	82.77
Escenario 4	15313.37	75136.41	69.23

Fuente: (UPME-Plan de Expansión, 2016)

De igual forma, el PDFNCE plantea que los costos calculados para este estudio varían con un mínimo costo de inversión de 1385 US\$/kW para parques eólicos de 100 MW y hasta costos de inversión de 7.000 US\$/kW para centrales solares fotovoltaicas interconectadas a la red (UPME-PDFNCE, 2010). El estudio de integración de ERNC de la UPME también hace un estudio de beneficio costo para instalar diferentes tecnologías de los cinco nichos planteados por el estudio, y las analiza teniendo en cuenta su tamaño y condiciones en ese momento, en que no estaban funcionando los incentivos de la Ley 1715/2014, y los costos con la aplicación plena de los incentivos o si hubiera incentivos adicionales.

El documento soporte de La Contribución Prevista y Nacionalmente Determinada plantea una serie de acciones en diferentes escenarios de mitigación y adaptación al cambio climático y estas acciones son valoradas en su costo por Ton CO₂ equivalente evitado (MADS-INDC, 2015).

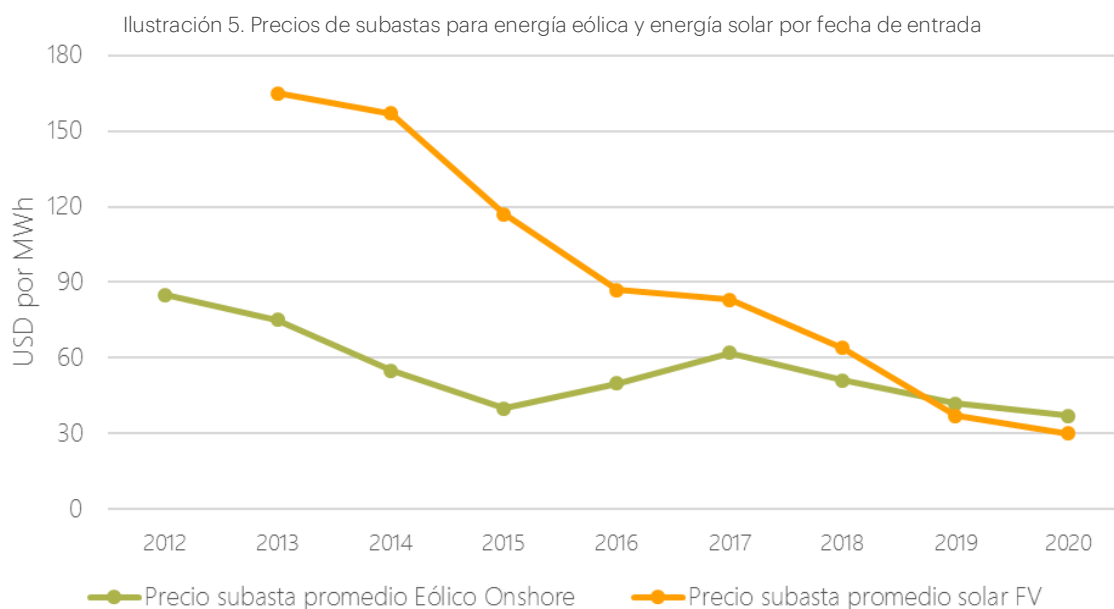
La estimación de costos tanto de escenarios como de proyectos se presenta como uno de los aspectos más complejos en la elaboración de estudios; por un lado, muchos de los estudios son elaborados bien sea por consultores o por entes gubernamentales que no necesariamente tienen la información final de los costos de los proyectos, por lo que en muchos casos se toman referencias internacionales, que pueden o no ajustarse la realidad local. Por otra parte, en los casos que se busca información de los desarrolladores estos generalmente son muy cautelosos en la entrega de esta información pues puede ser una ventaja competitiva en un proyecto o u mercado. Por ejemplo, los costos mostrados por tecnologías del PDFNCE son de 2010 por lo que evidentemente se presenta altos en comparación con los actuales que se presenta más adelante.

Adicionalmente, además de no tener información disponible en el medio local, dado que aún no se han desarrollado proyectos, estas tecnologías pueden cambiar sus costos con

gran velocidad por lo que cualquier estudio que incluya análisis de costos debe tenerse como referencia del momento específico de la realización del estudio. Sin embargo, la información de costos de las tecnologías o los escenarios es importante para la toma de decisiones, en el presente estudios se tomarán costos de referencia internacional o local cuando esta exista para poder realizar la estimación de costos de las propuestas que se entregarán como recomendaciones del estudio.

Es importante aclarar que los costos de los estudios analizados solo se incluyen en esta sección de síntesis como referencia de los estudios previos, pero para los análisis de evaluación de costos de tecnologías y escenarios se toman en cuenta costos actualizados de referencia internacional.

A continuación, se presenta una ilustración que ilustra el comportamiento de los costos de inversión obtenidos en las subastas desde 2012 hasta los esperados en 2020 donde se observa una reducción muy importante tanto para la energía solar como para la energía eólica:



Fuente: (IEA, 2017)

En la ilustración anterior se observa como los precios de proyectos otorgados mediante esquemas de mercado tipo subastas y que se esperan entren hacia 2020 tienen precios de 30 USD/MWh para energía eólica y ligeramente por encima para energía solar fotovoltaica, llegando así a precios altamente competitivos con tecnologías tradicionales, el reporte de IEA también indica que cada vez más el mecanismo de subasta acompañado con esquemas de contratación de largo plazo es lo que se está utilizando en muchos países, alejándose de esquemas altamente subsidiados de la década pasada; en esta línea Colombia debería aprovechar esta reducción de costos a escala internacional para facilitar esquemas de mercado competitivos, con subastas y contratación de largo plazo que permitieran una mayor penetración de las FNCER.

3.3 Beneficios de implementación

Diferentes estudios mencionan o explícitamente identifican algunos de los beneficios de la implementación de las alternativas propuestas. En general, los beneficios podrían calificarse como ambientales, económicos y energéticos.

3.3.1 Ambientales

Los principales beneficios ambientales se enfocan en la reducción de emisiones de CO₂, si bien varios estudios coinciden que particularmente para la matriz eléctrica las emisiones no son un *driver* crítico debido a la gran participación de recurso hídrico y bajo factor de emisiones global. En general, los estudios identifican que, si bien una mayor participación de las FNCER reducirá las emisiones de CO₂, este beneficio es mucho mayor al hablar de otros usos energéticos, de las alternativas de eficiencia energética particularmente en transporte, así como los beneficios de la movilidad eléctrica.

Los estudios de vulnerabilidad ante cambio climático y mapa de ruta de adaptación al cambio climático (UPME-Vulnerabilidad CC, 2013) (UPME-Mapa de ruta adaptación CC, 2015) claramente se enfocan en estos beneficios y como estas medidas tienen un impacto importante tanto en mitigación como en adaptación ante el cambio climático, del sector eléctrico en particular y energético en general. Varios estudios mencionan la vulnerabilidad del sector ante el cambio climático y como la participación de otras fuentes así, como la generación distribuida, podría contribuir a reducir esta vulnerabilidad.

3.3.2 Económicos

El plan de expansión (UPME-Plan de Expansión, 2016), hace escenarios en los cuales se refleja una reducción del precio marginal por la participación de las FNCER en la canasta eléctrica. En general, con la reducción de costos de estas tecnologías que ya pueden ser competitivas, puede profundizarse la competencia en el mercado eléctrico, se pueden lograr contratos en el largo plazo con precios competitivos y puede aumentar el número de agentes que participan, creando mejores condiciones de mercado y por tanto, optimizando la formación de precios (DNP-E&Y, 2016). La diversificación, también puede reducir los precios en periodos de hidrología crítica.

El estudio de SER (SER, 2017) realiza un análisis costo/beneficio de la implementación de las alternativas con una simulación con diferentes generadores renovables ubicados en diferentes regiones, y evaluando el resultado tanto para los generadores como para la demanda, con un resultado positivo para ambos.

Finalmente, se plantean otros beneficios como la creación de empleo, el desarrollo de nuevos negocios, el fortalecimiento del capital humano, la atracción de nuevos inversionistas.

3.3.3 Energéticos

Como principal beneficio se identifica la diversificación de la matriz energética. La mayoría de los estudios coinciden, que el aprovechamiento de otros recursos y tener una matriz tanto eléctrica como energética más diversa, es un gran beneficio energético en términos de seguridad del suministro con fuentes locales, pero sobre todo en reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático al depender no solo del recurso hídrico, que además contribuye a otros beneficios como menor vulnerabilidad, menores emisiones, mayor competencia en el mercado entre otros.

En cuanto a la seguridad energética, tener mayores fuentes de generación con recursos locales se ve como un beneficio, sin embargo, hay diferentes opiniones frente al impacto en la confiabilidad al introducir fuentes renovables intermitentes. Varios estudios como (DNP-E&Y, 2016) y (SER, 2017) mencionan la complementariedad de recursos como uno de los beneficios en la matriz de generación al introducir FNCER, particularmente solar y eólica.

La implementación de eficiencia energética (UPME-Política EE, 2015) y redes inteligentes (BID-Smart Grids, 2016), incluyendo la generación distribuida, plantean importantes beneficios en reducción y eficiencia de la demanda, aplanamiento de la curva de carga, optimización y aplazamiento de inversiones en redes de distribución y transmisión y reducción de pérdidas.

Algunos documentos como (UPME-Integración ERNC, 2015), (UPME-PDFNCE, 2010) y (MADS-INDC, 2015) plantean el aumento de cobertura y la prestación del servicio en ZNI con FNCER -particularmente soluciones solares individuales aisladas o sistemas híbridos-, que podría ser sostenible y a menores costos que la generación actual que se realiza con diésel.

En cuanto a generación distribuida, el beneficio cultural cuando se logra una mayor concientización al consumidor frente al uso de energías limpias, bajas en carbono, y el hecho que las tecnologías disponibles en la actualidad en especial la solar fotovoltaica, permitan acercar a los usuarios finales a las fuentes de generación permite una mayor familiarización del usuario final con esta cadena de generación, producción y consumo, que en el caso de la generación centralizada se ve tan lejana al consumidos, por lo que se da una oportunidad de crear conciencia en cuanto a la producción y consumo sostenible de energía.

La identificación de beneficios del desarrollo de FNCER puede ser sencilla, existe suficiente literatura que habla de estos, dentro de algunos que no se mencionan en los estudios revisados esta por ejemplo el desarrollo de nuevas económicas y puestos de trabajo, y claramente aun faltaría más información para poder determinar el beneficio en términos de reducción de vulnerabilidad ante el cambio climático, sin embargo, hay coincidencia en que aumentar la diversificación reduce el riesgo, existen numerosos estudios han cuantificado los beneficios ambientales, en el capítulo 5 de este documento se presenta el análisis de ciclo de vida para diferentes tecnologías que muestran que los indicadores de impacto ambiental son menores para las FNCER comparadas con las fuentes tradicionales.

Los beneficios económicos pueden reflejarse en la reducción de los precios de la energía tanto en bolsa como en contratos, al tener mayores fuentes de generación e idealmente mayor cantidad de agentes se podrá dar una formación más eficiente de precio; esto por

supuesto en la medida que el mercado internalice esos costos y se trasladen a los usuarios finales.

Por último, todos los recursos de FNCER incrementan la creación de empleo, las nuevas inversiones, la seguridad energética del país. El desarrollo de proyectos con fuentes solares, eólicas, biomasas y geotérmicas también permitirá ampliar el portafolio de alternativas para el cubrimiento de la expansión del sistema y reducir los costos tanto para el SIN como para las zonas aisladas. La descentralización y modernización de las redes, así como su migración a esquemas automatizados, inteligentes y con participación activa de los usuarios, también contribuye a la seguridad, confiabilidad y eficiencia del sector.

3.4 Análisis de factibilidad

Los estudios seleccionados para la presente síntesis han sido desarrollados en el contexto del sector energético colombiano, por esta razón, muchas de las alternativas propuestas buscan ser muy ajustadas al contexto nacional. Generalmente se evalúa su pertinencia teniendo en cuenta los beneficios y la complejidad de su implementación, así como la actitud del sector frente a los cambios requeridos. El plan de expansión (UPME-Plan de Expansión, 2016) plantean escenarios con penetración de FNCER, algunos cuentan con 1450 MW eólicos, y otros con 727 MW eólicos basado en el registro de proyectos y la solicitud de estudios de conexión. Si bien técnicamente sería factible la integración de grandes cantidades de energía proveniente del sol o del viento, se presentan dificultades técnicas, económicas y regulatorias que deberán ser superadas para que se materialice la expansión del parque de generación con esas fuentes.

El estudio de (UPME-PDFNCE, 2010) plantea dada su fecha de realización el análisis de los mecanismos que mayor vigencia tenían en su momento como los portafolios de cuotas obligatorias o los Feed-in tariff. Estos instrumentos siempre encontraron mucha resistencia en el mercado nacional para ser implementados.

Por su parte el estudio (UPME-Integración ERNC, 2015), ya contaba con el marco de la Ley 1715 de 2014 y planteaba escenarios en los cuales esta ley no fuera debidamente reglamentada y por tanto los mecanismos no fueran útiles, que fuera totalmente reglamentada y un tercer escenario más ambicioso que tuviera incentivos e instrumentos adicionales. En la actualidad se podría decir que la reglamentación se encuentra en un punto medio entre los primeros dos escenarios.

Los estudios relacionados con cambio climático, como (MADS-INDC, 2015), (UPME-Mapa de ruta adaptación CC, 2015) y (UPME-Vulnerabilidad CC, 2013), plantean numerosas acciones y medidas, por lo tanto, determinar la factibilidad de todas es complejo, muchas de ellas están directamente relacionadas con el sector energético pero otras, requieren articulación inter-institucional lo que las vuelve aún más complejas de desarrollar.

Por último, los estudios relacionados con cambios en el mercado (DNP-E&Y, 2016) y (SER, 2017), plantean que las modificaciones propuestas son factibles, algunas dada la profundidad del cambio propuesto se plantean en el mediano o largo plazo, pero las dos hacen énfasis en que se requieren ajustes de la directriz de la política energética y cambios regulatorios que son la principal dificultad para implementar las alternativas propuestas.

En cuanto a eficiencia energética, tanto el PROURE en sus dos versiones (UPME-PROURE, 2010) y (UPME-PAI, 2016), como el estudio de política (UPME-Política EE, 2015), están alineados y presentan acciones orientadas al mismo propósito, con metas indicativas y

conservadoras, por ejemplo, respecto a las acciones de coordinación de política, el etiquetado de eficiencia, la introducción de vehículos eléctricos y la sustitución de electrodomésticos y equipos industriales.

3.5 Metas y objetivos

Los objetivos de cada uno de los estudios revisados son diferentes, sin embargo, es posible agruparlos en objetivos ambientales, objetivos de eficiencia energética, objetivos de penetración de FNCER y dentro de este último objetivo, existen estudios que se enfocan más en los potenciales desarrollos de las diferentes fuentes, mientras que otros se enfocan más en las modificaciones del mercado para la participación de las FNCER.

3.5.1 Objetivos ambientales

Los estudios relacionados con cambio climático como (MADS-INDC, 2015), (UPME-Vulnerabilidad CC, 2013), (UPME-Mapa de ruta adaptación CC, 2015) tienen como principal objetivo la identificación de acciones y medidas ya sea de adaptación o mitigación ante el cambio climático. El objetivo del estudio de vulnerabilidad es precisamente hacer un análisis e identificar el nivel de riesgo del sector eléctrico ante las variaciones climáticas en el futuro.

Este grupo de estudios también centra sus objetivos en buscar un sector más resiliente y en acciones que reduzcan las emisiones de GEI.

Adicionalmente, se revisó la priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia (MADS-DNP, 2017), allí se establece el compromiso país de reducción de emisiones de 20% para 2030 con respecto al BAU (proyección de crecimiento de las emisiones a partir del inventario nacional de GEI del año 2010 construido por el IDEAM) y del 30% en caso de tener cooperación internación. Estas metas al ser de país se deben lograr con la correspondiente articulación interinstitucional, por eso se han realizado comisiones de trabajo para concertar las metas. A continuación, se presentan las metas para cada uno de los ministerios, así como las transversales:

Tabla 10. Emisiones de línea base sectorial por carteras ministeriales

Cartera	Proyección emisiones 2030 (MT CO2 EQ)	Proyección emisiones 2030 ajustadas (MT CO2 EQ)	Ajuste (%)	Meta 20% de referencia con ajuste (MT CO2 EQ)
MME	54.112	54.112	0%	10.822
MinCIT	46.489	46.389	-0.2%	9.278
MADR	67.287	67.287	0%	13.457
MVCT	27.230	26.913	-1%	5.383
MinTransporte	48.613	48.613	0%	9.723
MADS	0.733	2.264	209%	0.453
Bolsa comercial institucional	4.520	3.407	-25%	0.681
Emisiones por deforestación	83.435	83.435	0%	16.687
TOTAL	332.419	332.420		66.484

Fuente: (MADS-DNP, 2017)

3.5.2 Objetivos de eficiencia energética

Los documentos relacionados con eficiencia energética, (UPME-PROURE , 2010), (UPME- Política EE, 2015) y (UPME-PAI, 2016) centran sus objetivos en esta materia. Además, todos estos documentos se han desarrollado articuladamente por los que sus objetivos son similares. Estando enfocados en la identificación de sectores prioritarios, líneas de acción y usos finales a partir de esta identificación, tanto el PROURE, como el PAI tienen metas de ahorro y reducción de consumo. Aunque estas son de carácter indicativo, las metas del PAI que son las que están vigentes son:

Tabla 11. Metas indicativas PAI.

Metas indicativas de ahorro 2017-2022		
Sector	Meta de ahorro (TJ)	Meta de ahorro (%)
Transporte	42,408	5.49 %
Industria	131,859	1.71 %
Terciario	87,289	1.13 %
Residencial	56,121	0.73 %
	699,678	9.05 %

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

El estudio de la visión 2030 de redes inteligentes (BID-Smart Grids, 2016) también plantea un desarrollo escalonado en 3 fases y se espera que para el 2030 el 100% de la demanda cuente con AMI, *Self-Healing* en los interruptores de los circuitos (re-cierres automáticos) y entre 4-6 interruptores por circuito de distribución. Entre 1-2.5 % (240-600 MW) de generación distribuida con solar y almacenamiento de energía y entre el 9.3-14% del total de vehículos son eléctricos.

3.5.3 Objetivos FNCER

El principal objetivo de los estudios de FNCER como (UPME-Integración ERNC, 2015), (UPME-PDFNCE, 2010), (CREG-DOC161, 2016), (DNP-E&Y, 2016) (SER, 2017) centran sus objetivos en la penetración de FNCER de igual forma el documento de priorización de acciones sectoriales para reducción de emisiones (MADS-DNP, 2017) plantea algunos lineamientos para participación de FNCER en la matriz. Algunos como el PDFNCE, está muy enfocado en la identificación y estimación de potenciales, por su parte el estudio de integración se enfoca en nichos con mayor potencial de ser desarrollados y los analiza más como casos de estudios, mientras que los documentos del DNP, la CREG y SER tiene como principal objetivo el análisis de alternativas de cambio en el mercado para que las fuentes puedan entrar en el mercado actual.

Estos estudios al igual que el plan de expansión (UPME-Plan de Expansión, 2016) más que plantear metas, plantea diversos escenarios en los que se pueden llegar a desarrollar determinadas cantidades de proyectos o instalar determinadas cantidades de MW con estas fuentes. Por ejemplo, el estudio de integración planteó escenarios de posibles capacidades para ciertas FNCE a largo plazo, incluyendo 1456 MW Eólicos y 569,2 MW de otros FNCE (Geotermia, biomasa y generación solar FV). El estudio de SER plantea escenarios bajo medio y alto como se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12. Escenarios estudio SER

Escenario	Solar (MW)	Eólico (MW)
Alto	300	2000
Medio	170	800
Bajo	50	300

Fuente: (SER, 2017)

El estudio del mapa de ruta para el cumplimiento de los objetivos del PEN (UPME-Hoja de ruta PEN, 2015) plantea las siguientes trayectorias:

Tabla 13. Escenario hoja de ruta objetivos PEN

Año 2015-2020	Año 2021-2030	Año 2031-2050
Se presentan los análisis para la conexión de generación eólica en la región Caribe, cuya capacidad instalada puede alcanzar los 3131 MW. Así como para la instalación de baterías para su adecuada incorporación al Sistema. Con relación a la participación de las FNCER en el lado de la demanda, se han analizado alternativas para la promoción desde el sector de Industria; planteando líneas de acción orientadas al uso de la biomasa a través de tecnologías.	Para este plazo se contemplan la segunda etapa de Ituango (1200MW), la instalación de 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima y una proyección de crecimiento de la capacidad instalada de plantas menores (796.6 MW al final del período). Así como, la conexión al Sistema de plantas eólicas, solares y geotérmicas.	Consolidación de FNCER con 20% de participación

Fuente: (UPME-Hoja de ruta PEN, 2015)

Las metas planteadas por el MME para la reducción de emisiones están enfocadas en la diversificación de la matriz se plantea una participación del 73.6% de fuentes renovables, sin embargo, no se identifica que parte será hidroeléctrica convencional y que FNCER. También se plantea la participación de sistemas híbrido diésel –renovable para las ZNI-.

3.6 Análisis de impactos regulatorios

En general, la mayoría de los estudios recomiendan cambios regulatorios, es decir, existe un consenso que ya sea por necesidades de adaptación al cambio climático, participación de renovables o desarrollo de tecnologías eficientes o redes inteligentes, se requieren cambios en la regulación. Los principales cambios identificados fueron relacionados con el cargo por confiabilidad, la falta de mercados de contratos a largo plazo, despacho, medición inteligente, entrega y remuneración de excedentes de autogeneración, mecanismos de participación de la demanda, códigos de redes y de conexión.

3.6.1 Cargo por confiabilidad

Varios estudios que analizan la penetración de FNCER en la matriz energética y los que proponen cambios en el mercado identifican cambios regulatorios que deben desarrollarse, coinciden en la revisión del esquema de cargo por confiabilidad. Algunos estudios se hicieron cuando la CREG aún no había definido metodologías para cálculo de ENFICC de las FNCER (UPME-PDFNCE, 2010), por lo tanto, la propuesta era su revisión e inclusión. Otros

como el caso del estudio de DNP (DNP-E&Y, 2016) analizan este mecanismo a profundidad y si bien se buscaba integrar a las FNCER también se hacía una revisión en general de su efectividad, por lo que la propuesta plantea diferentes alternativas como un cargo estacional o mensual, así como la posibilidad de tener plantas binarias en las que se valore la confiabilidad de dos recursos como sol-agua o viento-agua.

3.6.2 Mercado de contratos

Tanto el estudio de DNP (DNP-E&Y, 2016) como el de integración de ERNC (UPME-Integración ERNC, 2015) plantean la necesidad de contratación a largo plazo como mecanismos de reducción de riesgo e incertidumbre en la realización de proyectos de FNCER. El desarrollo de contratos de largo plazo como Power Purchase Agreements (PPAs) a 10, 15 o 20 años aunque explícitamente no está prohibido tampoco existe un mercado que lo incentive, y de hecho, fue una de las alternativas que se contempló por parte de la CREG, ya que en éste se habla de contratos pague lo generado, pague lo contratado y por asignación de energía media, así como de mecanismos de subasta para su asignación (CREG-DOC161, 2016).

3.6.3 Despacho

La intermitencia de algunas de las FNCER es una de las mayores preocupaciones de los agentes del sector. El documento del DNP analiza diferentes mercados internacionales que han integrado grandes cantidades de generación variable y los esquemas de mercados intradiarios que se han desarrollado en diferentes países para este fin; proponiendo que en el corto plazo las plantas de FNCER intermitente puedan ser tomadoras de precio es decir que funcionen como actualmente lo hacen las filo de agua mientras que en el largo plazo se desarrolle un mercado intradiario en el país. Los mercados intradiarios son una evolución y profundización de los mercados diarios, en estos últimos se hacen ofertas con determinada antelación para el periodo de 24 h siguientes en las que se hará el despacho, en los mercados intradiarios se hacen ofertas para periodos más cortos y varias veces durante el día, esto con el fin de tener ofertas con menor antelación al despacho lo cual permite predecir con mayor certeza recurso variables como el sol o le viento. Esta propuesta también fue analizada por la CREG en el documento D004B de 2016 (CREG-D004B, 2016). En éste se presenta un revisión de diferentes mercados en el mundo y propone para Colombia un despacho vinculante y un mercado intradiario que busca la flexibilización operativa para maximizar en el uso de los recursos disponibles, la integración de fuentes intermitentes, la asignación de los riesgos a quien lo pueda administrar, facilitar la participación de la demanda, generar certidumbre en las transacciones internacionales de energía (TIE), profundización del mercado y participación de agentes financieros.

3.6.4 Participación de la demanda

La ley 1715 de 2014 plantea la participación de la demanda dentro de la gestión eficiente de la energía, esta participación puede darse en diferentes formas ya sea por ejemplo mediante usos eficiente de la energía o mediante optimización de consumos en relación con las horas pico y valle del sistema. Igualmente, cuando el usuario se convierte en un prosumidor pasa de ser un usuario pasivo a uno activo, todos estos aspectos que hoy se facilitan por la tecnología disponible tanto de fuentes de generación, como de redes inteligentes y telecomunicaciones plantean retos importantes para la evolución y modernización de los sistemas de distribución. Asimismo, la ley no habla de medidas específicas, pero sí que la

reglamentación y la regulación deberán dar mecanismo para una participación más activa de la demanda, además de todo el trabajo en política que ha desarrollado en eficiencia energética, que se menciona más adelante en esta sección y que se desarrollara con mayor profundidad en el producto de demanda del presente estudio.

En diferentes estudios se proponen medidas para tener una participación más activa de la demanda, y como primera medida la regulación para facilitar tanto la medición bidireccional, dado que con el esquema actual centralizado la energía solo fluye en una dirección los medidores actuales son unidireccionales, con la penetración de fuentes de generación para autoconsumo y de pequeña escala instaladas a los centros de consumo un usuario puede tener flujos en las dos direcciones, en determinado momento entregar energía a la red y en determinado momento recibir energía de la red, para esto se requiere medición bidireccional que permita contabilizar estos flujos. Esta medición es un primer paso en la medición inteligente que incluye también aspectos como tele medición, control remoto, señales de tarificación horaria, desconexión voluntaria o automática entre otros aspectos como la infraestructura de medición inteligente.

Además de la regulación requerida para la infraestructura de medición, aún está pendiente la regulación para venta de excedentes de pequeña generación con FNCER, mediante la cual la demanda participaría también como un productor, o lo que se ha empezado a llamar prosumidor. En (UPME-Integración ERNC, 2015) se menciona la importancia de una reglamentación eficiente y articulada en particular para la venta de excedentes que aún no está definida, ya que, de acuerdo con lo existente, los pequeños generadores podrían vender excedentes de la misma forma que los generadores convencionales.

El documento de priorización de medidas (MADS-DNP, 2017) plantea la tarificación horaria adecuada para enviar señales a los consumidores para reducción de consumo en hora valle.

Los estudios de eficiencia energética al igual que el de Smart Grids identifican la importancia de la participación de la demanda tanto para la reducción de pérdidas como para el aplanamiento de la curva de carga, en lo cual los vehículos eléctricos también pueden contribuir con la regulación apropiada. En la importancia de esta regulación y establecimiento de requisitos técnicos para inyección de energía a la red, también hace énfasis el estudio de Smart Grids (BID-Smart Grids, 2016).

3.6.5 Códigos de redes

Tanto en el estudio de DNP como el de Smart Grids se recomienda una actualización del código de redes para incluir los requerimientos técnicos que las FNCER puedan requerir. Estos requerimientos están relacionados con exigencias de niveles de tensión y frecuencia, reactivos, control de frecuencia, armónicos, calidad de potencia, funcionamiento en isla, protecciones, velocidades de desconexión ante fallas entre otros aspectos. Adicionalmente la UPME ha adelantado un estudio para identificar los requerimientos de conexión para plantas eólicas y se encuentra desarrollando uno para generación solar en el que se identifican cuales sería estos cambios y modificaciones necesarias para conectar estas fuentes de forma segura y confiable.

En términos generales la recomendación es que dado que el código de redes lleva más de 20 años en vigencia y que la tecnologías ha evolucionado en este tiempo, especialmente en electrónica de potencia y automatización así como la aparición de nuevas tecnologías de generación se debería dar una actualización de este documento teniendo en cuenta estos cambios pero sin hacer discriminación por tecnologías, es decir no exigirle más a las FNCER

que a las convencionales sino tener un código único en el cual cada tecnologías deberá tener sus dispositivos y equipos apropiados para poder dar cumplimiento los requerimientos.

Los requerimientos técnicos se explican con mayor detalle en el capítulo 6 del presente documento.

Los aspectos regulatorias como se verá más adelante en la sección 4 de análisis de barreras se identifican como puntos críticos para la penetración de las FNCER, se reconoce la madurez y confiabilidad del mercado en buena parte debido a una regulación sólida y coherente, sin embargo en la actualidad y frente a la rápida evolución de las tecnologías no solo de generación sino de medición y telecomunicaciones así como el cambio de esquemas tradicionales centralizados y con grandes plantas de generación a modelos con participación activa de la demanda, prosumidores, fuentes distribuidas y FNCER se presenta como un reto muy importante para que la regulación sea capaz de asimilar e incorporar estos cambio dentro del mercado actual.

Si bien es mandato de la regulación garantizar la prestación segura confiable y eficiente del servicio de energía, también es cierto que esta debe ser flexible y adaptarse a los nuevos esquemas y tecnologías del mercado, en particular con un sector que esta presentado cambio tecnológicos significativos, desde la regulación será menester crear los mecanismos bien sea complementarios o sustitutos a los actuales, así como las actualizaciones requeridas para crear el entorno regulatorio que permita la entrada de nuevas tecnologías de generación que hoy en día, sobre todo con mecanismos facilitadores como las subastas, los contratos de largo plazo, las medición neta han probado ser altamente competitivas.

3.7 Ponderación de criterios de selección

Algunos de los estudios emplean diferentes criterios de selección, bien sea de alternativas o para la propuesta de acciones o instrumentos. Generalmente, se utilizan evaluaciones beneficio costo, o análisis multi-criterio para priorizar la selección.

El Plan de Acción Indicativo 2017-2022 (UPME-PAI, 2016) selecciona con base en los resultados de dos medidas. La primera, es el índice de Costo Efectividad. Esta medida brinda una estimación individual de la pertinencia de implementación de cada alternativa de eficiencia energética. Y complementada con el apoyo de la segunda medida, el cual es el Factor de Decisión para el usuario y la comunidad. Esta compara las alternativas entre sí, a partir del costo que plantea cada unidad de energía ahorrada, frente al costo de mantener su consumo ineficiente. El resultado de estos dos factores permite tener una perspectiva clara de las alternativas que son costo efectivas tanto para el usuario como para la sociedad.

En el estudio de integración (UPME-Integración ERNC, 2015) la selección se basó primero en la identificación de nichos con mayor potencial de desarrollo, y segundo en instrumentos que permitirán remover las barreras identificadas para esos nichos, que a su vez fueron priorizadas mediante un análisis multi-criterio. Finalmente, cada una de las tecnologías es analizada con una relación beneficio costo en la que se busca incluir no solo los costos financieros sino también las externalidades.

En el estudio de E&Y para el DNP (DNP-E&Y, 2016) se buscó ante todo que las modificaciones propuestas al mercado optimizaran el criterio económico de la operación del mercado, de igual forma se consideraron criterios de diversificación energética y criterio técnicos.

El estudio (MADS-INDC, 2015) desarrolla un mecanismo de valoración de las medidas en términos de su costo efectividad, valorada en pesos por tonelada de CO₂ ahorrada. De esta manera puede agruparlas en fases de implementación, de tal forma que aquellas que requieren menores costos por volumen de emisiones deberán ser implementadas primero.

3.8 Identificación de barreras

Diferentes estudios identifican las barreras de las soluciones propuestas, estas se analizarán y complementarán en mayor detalle en la siguiente sección del documento. A continuación, se presenta la identificación de estas de acuerdo con la revisión de los estudios aquí realizada:

Tabla 14. Identificación de barreras.

Tipo de Barrera	FNCER	EE
Institucional	Factores regulatorios e institucionales, esquemas en torno a lo convencional Desarticulación entre sectores	Desarticulación entre el sector energía y el sector TIC
Económica	Altos costos de inversión y dificultades de financiamiento. Externalidades que no son valoradas e internalizadas.	Mayores costos
Regulatoria	Las distorsiones en los precios de mercado ocasionadas por subsidios en los energéticos y servicios públicos, dificultando las condiciones para la implementación de estos proyectos. Barreras de mercado, reglas ajustadas a fuentes convencionales. Competencia imperfecta, fuertes oligopolios basados en fuentes convencionales. Incertidumbre para entrega de excedentes de pequeña escala Incertidumbre para requisitos de conexión de autogeneradores de pequeña escala Licenciamiento ambiental y consultas previas de los proyectos	- Definición del esquema tarifario (premia a la ineficiencia en el consumo energético y no hay regulación en tarifa diferenciada). - Incertidumbre para la remuneración de activos de Redes Inteligentes. - Remuneración de activos no eléctricos. - Determinación de vida útil de algunos activos, determinación de los costos de AOM, no hay incentivos para su optimización. - Determinación de cargos monomios. - Límite para el plan de inversión en innovación. - Barreras con la actividad a escala de comercialización. - Incertidumbre para entrega de excedentes de pequeña escala. - Incertidumbre para requisitos de conexión de autogeneradores de pequeña escala.
Tecnológica	Intermitencia	

	La falta de personal humano capacitado dificulta para la promoción, formulación, evaluación e implementación de los proyectos. Incentivos erróneos, subsidios a fuentes convencionales Prejuicio tecnológico, inclinación por tecnologías convencionales	
Otras	Falta de información en torno a recursos renovables Mayores costos transaccionales, investigación, negociación, ejecución Acceso a la infraestructura industria no electro-intensiva	Falta de divulgación del conocimiento en términos de EE hacia los usuarios finales de la red (sector residencial y edificaciones), industria no electro-intensiva

Fuente: Elaboración propia

4. Análisis de barreras de penetración de las FNCER



4

Barreras para la utilización de las Energías Renovables

El uso eficiente y sostenible de los recursos energéticos es un pilar fundamental para una estrategia de crecimiento verde y de desarrollo bajo en carbono. En particular, la utilización de fuentes de energía renovables, sobre todo de tipo no convencional, trae beneficios ambientales por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros efectos contaminantes, pero también tiene el potencial de contribuir a una mayor diversidad confiabilidad al complementar otras tecnologías, seguridad energética, a obtener menores costos de energía y a desarrollar nuevas actividades productivas. Estos beneficios se obtienen en la medida que las FNCER desplacen tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles, mejoren la regulación de las energías renovables convencionales, y alcancen una mayor participación en la matriz energética.

Con el propósito anterior, desde hace varias décadas numerosos países comenzaron a impulsar la utilización de las FNCER con miras a incrementar su aporte en las fuentes de suministro energético, incorporando dicho objetivo en sus políticas energéticas, ambientales y de desarrollo sostenible. Rápidamente, en el desarrollo de estas iniciativas se encontraron una serie de factores que se constituían en obstáculos, y en casos extremos en impedimentos para la instalación y desarrollo a gran escala de las tecnologías basadas en FNCER y su integración a las redes de abastecimiento de energía. Estos factores se señalaron como barreras para la implementación de las energías renovables no convencionales y su incorporación en la matriz energética de los países.

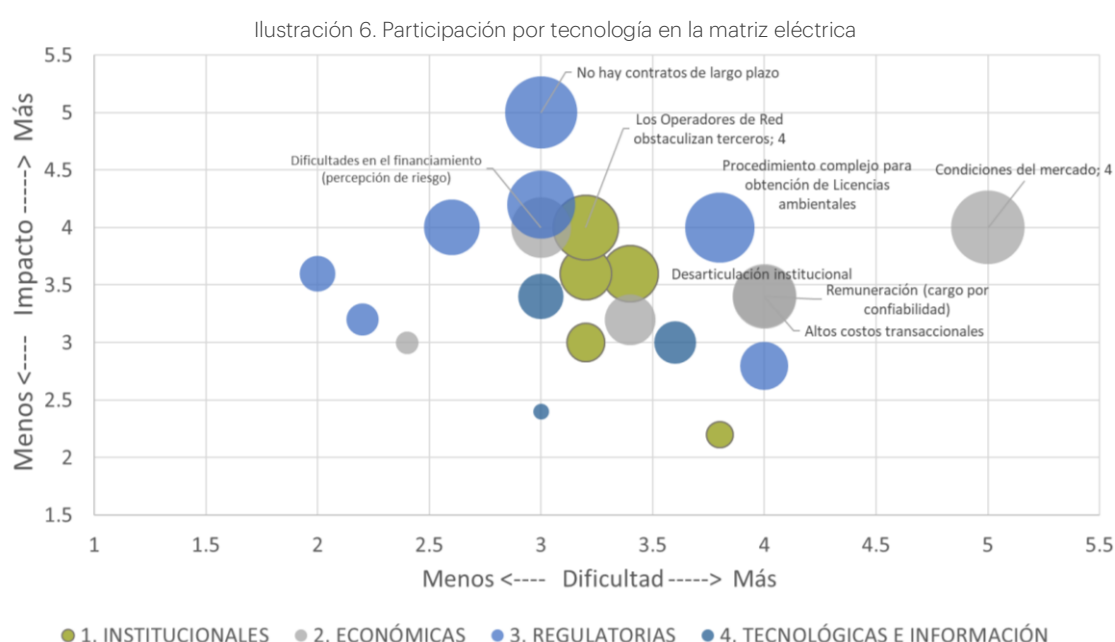
En primer lugar, siendo una alternativa y competencia directa de otras formas convencionales de energía, se identificó el tema económico como una de estas barreras. Esto en la medida que los proyectos de energía no convencional resultaban en mayores costos por unidad de energía producida respecto a las energías convencionales, por lo que la financiación y recuperación de costos para estos proyectos constituía un reto importante. Igualmente se encontró que los mayores costos relativos de las FNCER también guardaban relación con externalidades ambientales que no estaban incorporadas en los precios de mercado, y con diferentes esquemas a menudo complejos de subsidios y tasas, que muchos países aplican a los combustibles y a otras fuentes de energía. En ese sentido, se puede afirmar, que las fuentes convencionales tienen costos bajos cuando no se incorporan en la cadena las externalidades ambientales negativas. Adicionalmente, como industria en fase de desarrollo, las FNCER no habían alcanzado la madurez tecnológica y las economías de escalas de sus contrapartes convencionales.

También se identificó que la disponibilidad y el acceso a los recursos de energías renovables no convencionales presentaban, en algunos casos, características particulares que determinan y pueden limitar su potencial de utilización. Por ejemplo, la intermitencia o variabilidad de tipos de energía como la eólica y solar, o la dificultad para integrar recursos que se encuentran en zonas remotas o de difícil acceso a las redes de transporte y distribución de energía. Las anteriores representan barreras de tipo tecnológico.

En la medida que los países avanzaron en el despliegue de las FNCER también se encontraron barreras de otro tipo, relacionadas con la ausencia de regulaciones adaptadas a estas tecnologías o la falta de preparación y/o voluntad para su aceptación y utilización. En general, se encuentran barreras para la incorporación de las FNCER en los sistemas y mercados energéticos de múltiple naturaleza, siendo estas de orden económico, técnico, normativo e institucional (Beck, 2004)

Con la implementación de políticas, mecanismos y medidas para la promoción de las energías renovables no convencionales, en los últimos años se ha avanzado notablemente en la superación o mitigación de estas barreras, en particular desde el punto de vista de desarrollo tecnológico y en la reducción de los costos finales de producción de energía. No obstante, de acuerdo con las condiciones particulares de cada país, subsisten barreras importantes, que justifican la implementación de estrategias y acciones para incentivar la utilización de las FNCER. La identificación de las barreras específicas para la incorporación de las FNCER en un país es fundamental para entender el potencial de penetración de estas fuentes en su matriz energética, y para valorar qué tipo de instrumentos e incentivos son los más apropiados para alcanzar dicho potencial.

De acuerdo con lo descrito anteriormente, se ha tipificado y caracterizado diferentes barreras que impactan en el desarrollo de proyectos de FNCER en Colombia, como se indica en la siguiente ilustración y se describen a continuación:



Fuente: Elaboración propia

4.1 Barreras Institucionales

a) Intervención de muchas instituciones

Es evidente que el procedimiento para desarrollar un proyecto de generación en Colombia no es sencillo y se debe contar con la intervención de varias entidades, lo cual dificulta muchas veces su realización. Para iniciar se requiere una licencia ambiental que la otorga la Autoridad Nacional De Licencias Ambientales –ANLA- o una Corporación Autónoma Regional, dependiendo del tamaño del proyecto. También se debe tener aprobado un proyecto de conexión, para lo cual se debe contar con el aval del Operador de Red al cual se conectará el proyecto y luego con la aprobación de la UPME. Si se quiere contar con la exención de impuestos de arancel y de IVA se debe tener aprobación de la UPME y de la ANLA. Si se participa en la subasta de cargo por Confiabilidad interviene la CREG en el proceso.

Todos estos trámites, en los cuales intervienen diversas entidades con miradas diferentes sobre la importancia y necesidad del proyecto, hacen difícil la ejecución de un proyecto de generación de FNCER.

b) Desarticulación institucional

Mientras en algunas entidades gubernamentales existe una visión favorable a la instalación de FNCER, en otras aún subsisten dudas, lo cual lleva a demorar decisiones que podrían favorecer el desarrollo de estos proyectos. Tal es el caso del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG, en donde, en algunos casos, se puede percibir criterios que señalan que es el mercado el que debe dar la señal de entrada o no de estos proyectos. Estas visiones favorables o desfavorables se mitigan con una directriz de política energética específica, como en otros países, que faciliten su desarrollo, como por ejemplo, los contratos de largo plazo o la posibilidad de vender excedentes en condiciones razonables.

La diferencia de visiones lleva a descoordinación entre las instituciones, lo que podría ocasionar demoras en la ejecución de los proyectos.

c) Falta liderazgo institucional

Respecto al tema de FNCER ha hecho falta liderazgo institucional por parte del Gobierno nacional y el MME, en el sentido de definir, promover y desarrollar las políticas que faciliten la entrada de FNCER. Si bien se han desarrollado algunos decretos para la reglamentación de la Ley 1715, es bueno recordar que ésta fue de iniciativa parlamentaria y que algunos de los decretos han sido criticados por no desarrollar cabalmente el espíritu de la ley (caso cogeneración) y otros aún no se han expedido. En este sentido hace falta una mayor decisión del ente rector de la política energética para impulsar este tipo de proyectos, lo cual facilitaría la mejor coordinación institucional y la rápida expedición de las normas que se requieren.

d) No se resalta la importancia de las FNCER

Colombia en los foros internacionales ha defendido la posición de contar con una matriz energética limpia, basada en fuentes renovables, dada la importancia de las plantas hidroeléctricas en el parque generador (69.97% de la capacidad efectiva neta total del sistema). Debido a esta participación de las plantas hidráulicas, subsiste la idea de que la FNCER, no son importantes para el país y, por tanto, no se requieren incentivos o normas especiales que faciliten su desarrollo, más allá de las existentes. Al respecto no se ha analizado a profundidad el impacto que estas plantas pueden tener en la generación de nuevas industrias o actividades que generen empleo ni en su impacto ambiental en el largo plazo.

e) Los operadores de redes de distribución no tienen interés en conectar a terceros

En el caso particular de la generación distribuida como las pequeñas plantas fotovoltaicas (PFV), los Operadores de Red ven su instalación como una amenaza para sus ingresos, en la medida en que se dejen de usar sus redes de distribución. Esta situación los lleva a oponerse a la instalación de plantas de este tipo especialmente en áreas residenciales. Sobre este aspecto ha sido evidente la falta de políticas que determinen los temas normativos para que tanto los Operadores de Red como usuarios puedan tener reglas claras.

4.2 Económicas

a) Percepción de altos costos de las FNCER

Si bien es cierto que los costos de las FNCER han descendido apreciablemente en los últimos años, especialmente en el caso de los PFV y de las turbinas eólicas, aún existen casos, como por ejemplo los pequeños emprendimientos para el sector residencial y comercial, donde la inversión inicial tanto de paneles como en turbinas puede ser elevada. Aunque en muchos mercados ya son competitivas con las fuentes tradicionales, existe sin embargo la percepción generalizada en el país que estos costos siguen siendo elevados. Además, es probable que, aunque a nivel internacional los costos sean competitivos, en el país aún no se ha tenido una gran experiencia con estas tecnologías por lo que los costos se elevan al no haber personal capacitado, ni mercados locales de soporte.

a) Remuneración (Cargo por Confiabilidad)

En proyectos de plantas mayores, el cargo por confiabilidad para los proyectos solares y eólicos actualmente es muy bajo desde el punto de vista de energía firme diaria que aportan estas tecnologías, lo cual dificulta la financiación de estos proyectos con base en esta remuneración en condiciones favorables en tasas y plazos. Una solución a este tema implica reformas al esquema del cargo por confiabilidad o la reglamentación de contratos de largo plazo con ventas de energía media (no firme) que disminuyan la incertidumbre sobre los ingresos futuros y posibilite su financiación.

b) Dificultades de financiamiento (percepción de riesgos)

El hecho de que estas tecnologías no sean suficientemente conocidas en Colombia contribuye a que la percepción de riesgo por parte de las entidades financieras sea mayor, lo cual dificulta el financiamiento de los proyectos. Adicionalmente el hecho de que el Cargo por Confiabilidad sea bajo para estas plantas hace que no sea suficiente para hacerlos financierables, lo cual se une a la ausencia de contratos de largo plazo que respalden los ingresos de los proyectos. La problemática de los costos, remuneración y financiación de las FNCER en el sector energético.

Discusión: Costos, financiación y remuneración de la generación con FNCER en el mercado de energía

En general, los costos de inversión representan el componente más importante de los costos de generación con FNCER, y en términos unitarios (\$/kW) son normalmente más altos que para la generación convencional, considerando sus características propias y la falta de escala. Por tanto, la financiación de los proyectos y la expectativa de recuperación del costo de inversión inicial es un aspecto primordial para este tipo de generación, y requiere capacidades técnicas y financieras para el desarrollo de los proyectos.

Por su parte, la financiación de proyectos de generación en Colombia, en un ambiente competitivo y de mercado, se hace con recursos del mercado de

capitales y capital propio, puesto que el gobierno nacional no destina recursos para este fin²⁰. Por consiguiente, la valoración del riesgo de la inversión es un factor importante del costo de financiación. En este sentido, la falta de experiencia con este tipo de tecnologías en el mercado de energía y la incertidumbre sobre su desempeño y rentabilidad, junto con la competencia frente a un sector de generación convencional consolidado, resultan en una percepción de riesgo alta por parte del sector financiero. Esto implica mayores costos y/o exigencias para acceder a los recursos de financiación, aumentando el costo de los proyectos.

En el país existen algunos fondos públicos como el Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía FENOGE (el cual todavía no está operativo), pero estos están dirigidos a financiar programas e iniciativas más que proyectos. Frente a la problemática de los costos de inversión y financiación, el apoyo más importante proviene de los esquemas de incentivos tributarios provistos por la ley 1715 de 2014, con exenciones y beneficios en pagos de impuestos. Dichos mecanismos guardan correspondencia con los utilizados internacionalmente, y aun estando en fase de reglamentación, desarrollo e implementación, parecen ser suficientes para atraer inversión en estos proyectos, como lo sugiere el gran número de proyectos de FNCER registrados en la UPME a partir de la promulgación de la Ley, sin que se requieran incentivos adicionales de este tipo.

Un aspecto fundamental para el desarrollo de las FNCER en Colombia es la expectativa de generación de ingresos de estos proyectos en el Mercado de Energía Mayorista -MEM-. En el MEM, los ingresos de los generadores provienen de las ventas de energía, sea en bolsa o en contratos a plazo, y por remuneración de la energía firme mediante cargo por confiabilidad²¹. Diversos factores contribuyen a la incertidumbre de remuneración de las energías renovables no convencionales y por tanto al riesgo de las inversiones. En primer lugar, las ventas en bolsa dependerían de la disponibilidad horaria de los recursos para generar y del precio de bolsa horario en el MEM. Como es conocido, la producción de tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica tiene un perfil variable y no programable. Por su parte el precio de bolsa horario es bastante volátil, y depende de las condiciones agregadas de oferta, demanda y disponibilidad de transporte en el sistema eléctrico. Adicionalmente, bajo las reglas de operación actual, los desvíos superiores al 5% del despacho programado son sujetos a una penalización por no cumplimiento del programa.

En conjunto, el perfil esperado de ingresos por ventas en bolsa de generación renovable no convencional sería muy volátil, lo que es contraproducente para estas plantas puesto que en la mayoría se deben cubrir costos fijos (vía amortización o deuda) que requiere un perfil de ingresos más estable. La opción más conveniente sería vender la producción en contratos, idealmente en la modalidad "pague lo

²⁰ Puede decirse que las empresas de generación de propiedad o participación del gobierno central o gobiernos locales invierten recursos públicos, pero esto se hace en un régimen de competencia e igualdad de condiciones que los privados.

²¹ Un generador que cumple los requisitos técnicos también puede recibir remuneración por prestar servicio de regulación de frecuencia (AGC), pero normalmente no es una componente significativa y tampoco se espera que la generación de FERN sea un proveedor importante de este servicio.

generado”, pero de manera más realista mediante acuerdos “pague lo contratado” cubriendo los excedentes y faltantes de energía en la bolsa. Así se asegura un precio fijo de remuneración e ingresos más estables, aun con el riesgo de transacciones en bolsa y el pago de penalizaciones por desviaciones.

La contratación a largo plazo es un mecanismo ideal para las FNCER, y es uno de los esquemas más utilizados internacionalmente para promover las energías renovables no convencionales. En el MEM, los contratos de energía no son de muy larga duración, típicamente entre 12 y 36 meses, y se contrata con empresas con respaldo de capacidad ya instalada. Dado que no existe obligación de contratar energías renovables, la competitividad de éstas en el mercado de contratos depende exclusivamente del precio ofrecido frente al de las energías convencionales. Aunque no hay impedimentos para suscribir contratos de muy largo plazo, digamos de 15 a 20 años, y con plantas que aún no están instaladas, es improbable que estos acuerdos se den por la percepción de riesgo del comprador, a menos que se provean incentivos fuertes o sea un requerimiento regulatorio.

Con respecto a la asignación de la remuneración por confiabilidad en el MEM, ésta es una fuente de ingresos importantes, y de la cual depende la rentabilidad de muchas plantas de generación convencionales. De hecho, el mecanismo de asignación está concebido como la base para la expansión del parque de generación en el país. El cargo por confiabilidad está diseñado para remunerar la firmeza de las plantas medida por el concepto de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad (ENFICC), y está abierto a todo tipo de tecnología. En materia de generación con renovables no convencionales, la CREG ha desarrollado metodologías para determinar la energía firme de estas tecnologías, para que puedan participar en el mercado de energía firme. La metodología de cálculo de la ENFICC reconoce mayor firmeza a la generación hidráulica con mayor capacidad de embalse o la térmica con suministro estable de combustible. Por el contrario, por sus características la generación renovable de tipo variable como es el caso de varias FNCER se le reconoce una ENFICC bastante más baja que su energía media. Además, la exigibilidad diaria-horaria de las OEF representa un riesgo importante de cumplimiento para este tipo de plantas. Por consiguiente, la expectativa de remuneración por confiabilidad de las FNCER es baja.

En resumen, la relación entre costos, financiación y remuneración de la generación de FNCER es probablemente la barrera más importante para su mayor penetración en el mercado de energía del país, y la posibilidad de superarla pasa por intervenciones en aspectos regulatorios, más que por incentivos adicionales.

c) Condiciones del mercado

En el mercado de generación en Colombia existe una alta concentración y algunas empresas pueden ejercer un poder dominante en el mercado. Este hecho dificulta la entrada de nuevos agentes que compitan con los existentes en el mercado mayorista o incumbentes. Adicionalmente, la estructuración del mercado, las condiciones de oferta de precios, desviaciones y demás ha sido diseñado para un parque hidro-térmico como el que históricamente ha tenido el país, sin embargo, las nuevas tecnologías demandan cambios en la arquitectura del mercado como, por

ejemplo, la introducción de mercados intradiarios o la oferta por grupos de plantas que permitan la integración de fuentes intermitentes.

d) No valoración de externalidades positivas

Una de las principales ventajas de las FNCER es su bajo impacto ambiental (externalidad positiva) en la medida en que no emiten gases de efecto invernadero. Esta ventaja, sin embargo, no se traduce en ventajas económicas importantes. Al no existir un costo explícito para las plantas por sus emisiones o al no existir incentivos claros para las plantas que no contaminan. La única ventaja, no explícita, está en que, para las plantas convencionales, los Planes de Manejo Ambiental pueden ser más onerosos que para las FNCER.

Discusión: Externalidades e impuestos ambientales

Hasta 2016, los costos de las externalidades ambientales por emisiones de CO₂ y otros contaminantes en la producción de energía no estaban incorporados en los precios de los recursos energéticos en Colombia. La Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria introdujo a partir de 2017 un impuesto al carbono de \$15,000 COP por tonelada de CO₂ (alrededor de \$5 USD), un valor relativamente bajo que aplica a los combustibles fósiles usados con fines energéticos. El impuesto no aplica al carbón ni al gas natural para generación de energía, por lo que en la práctica sólo afecta a la generación con combustibles líquidos (fuel oil), con un valor de \$177/galón, lo que representa un monto por debajo del 5% de su precio. En general no existen subsidios directos para los combustibles usados para generación de energía, aunque la aplicación de fórmulas de fijación de precios que se alejan de los precios de mercado podría considerarse un subsidio implícito. Por otro lado, a título de tasa ambiental, los generadores de energía pagan transferencias por valor de 6% de sus ventas en el caso de las plantas hidroeléctricas y de 4% para las térmicas.

Lo anterior indicaría un costo relativo mayor de la generación con FNCER respecto a la generación con combustibles fósiles por las externalidades no valoradas, sin embargo, un examen de los costos nivelados de generación en Colombia estimados por la UPME muestra que la generación eólica, geotérmica y biomasa (caña) son competitivas respecto energías convencionales, mientras que la solar fotovoltaica todavía está en un rango alto.

e) Altos costos transaccionales

Los costos que representan el desarrollo de proyectos de generación y otros costos de transacción, tales como estudio de factibilidad, estructuración financiera, obtención de licencias y permisos, diseño y licitaciones para construcción, interconexión, negociación con proveedores y de acuerdos de venta, no son sustancialmente diferentes en Colombia para las energías no convencionales comparados con las energías convencionales. Sin embargo, los costos de estos procesos y, en particular los de estudios ambientales y de conexión, pueden resultar en la inviabilidad de pequeñas plantas de generación con FNCER, dado que los tamaños de los proyectos de renovables son típicamente menores, resultando estos

costos más altos en términos de kW instalado o kWh producido, lo que afecta su competitividad.

4.3 Regulatorias

a) Definición del Cargo por confiabilidad

El cargo por confiabilidad -CxC- se ha sido diseñado con el objetivo principal de asegurar la confiabilidad para la atención de la demanda en épocas de escasez o sequía. Para cumplir con este objetivo el esquema de CxC promueve la expansión a través de las subastas de Energía Firme que organiza la CREG, ayudando a los agentes generadores a estabilizar los ingresos de las plantas existentes y apalancando las inversiones de los nuevos proyectos. En general, este mecanismo permite generar ingresos a plantas convencionales que tienen energía firme pero no a plantas con fuentes intermitentes como las eólicas o las solares.

Por otra parte, los requerimientos de información que se exigen a las plantas eólicas y solar FV, para acceder a un Cargo por Confiabilidad hacen prácticamente imposible que estas plantas tengan esta remuneración²², a pesar de que en algunos casos podrían tener una muy buena complementariedad con las plantas hidráulicas, pues en épocas de sequía normalmente se presenta muy buena radiación solar y fuertes vientos, aspecto que no se tiene cuenta para determinar la energía firme de estas tecnologías.

Por consiguiente, es importante que se revise la metodología de cálculo de la ENFICC²³, de manera que se pueda reconocer la firmeza que aportan las energías renovables no convencionales al sistema durante períodos críticos de suministro, por complementariedad con los ciclos climáticos y con otros recursos de generación. De esta manera se puede reducir la incertidumbre en los ingresos esperados de la generación renovable no convencional. No obstante, no es claro que de por sí este sea un incentivo suficiente para acometer las inversiones en esta tecnología. Por consiguiente, es también importante habilitar un mecanismo de contratación de largo plazo que facilite la financiación de las inversiones en proyectos de FNCER.

b) Falta de contratos de largo plazo

Al no contar las FNCER (solar y eólica) con un Cargo por Confiabilidad representativo, una solución para hacer financiables este tipo de proyectos sería con contratos de largo plazo que garantizaran ingresos futuros y facilitarían su financiación. Sin embargo, los contratos bilaterales que se hacen en Colombia son a dos o tres años y no a 10 o 15 años que sería lo que requiere un proyecto para financiarse. Se necesita entonces que el regulador reglamente este tipo de contratos e incentive su desarrollo al menos en una porción del mercado para dar entrada a estas tecnologías. Por ahora, solo generadores existentes que tienen otras plantas complementarias con eólicas o solares estarían en capacidad de ejecutar

²² A las plantas eólicas se les pide información de vientos de 10 años de lo contrario tienen solo un CXC que remunera una energía firme igual al 6% de la energía media o pueden pedir una auditoría técnica para verificación del recurso.

²³ ENFICC: Energía Firme para el cargo por Confiabilidad

proyectos de FNCER de un tamaño importante. Para nuevos actores su entrada resulta difícil por lo anotado anteriormente.

c) Tratamiento de las desviaciones en el despacho

Como se mencionó anteriormente, la regulación de la generación en el MEM se ha desarrollado en base a las fuentes convencionales de energía, y apenas se está en el proceso de adecuarlas para la integración de energías renovables no convencionales. Un punto que necesita definición es el tratamiento de la generación variable respecto al riesgo de desviaciones del despacho programado y la exposición a las penalizaciones asociadas. Como precedente se tiene la opción de autodespacho que existe actualmente para la generación filo de agua. En el mediano plazo se deben considerar herramientas adecuadas para que la generación renovable variable maneje sus riesgos de despacho, con criterios de eficiencia, como la utilización de mercados intra-diarios.

d) Falta regulación sobre generación distribuida

Las barreras anteriores se refieren principalmente a la generación con FNCER a gran escala. La generación distribuida con renovables a menor escala posee características particulares que ameritan un análisis separado. En general corresponde a instalaciones de producción ubicadas en el sitio de utilización ("behind-the-meter"), que se conectan a las redes de distribución para utilizarlas como respaldo y para inyectar en la misma sus excedentes de producción. Este es el caso de la generación solar fotovoltaica a nivel residencial y comercial.

La ley 1715 de 2014 ya prevé la utilización de esquemas de medición bidireccional para estas instalaciones y la CREG ha reglamentado la venta de excedentes de energía en el MEM para autogeneración a gran escala bajo la resolución CREG 024 de 2015 y para pequeña escala bajo el decreto 348 del 01 de marzo de 2017, sin embargo, dichos reglamentos no son suficientes y falta un mayor desarrollo.

Discusión: Generación distribuida y la figura del "prosumidor"

El despliegue de la generación distribuida como alternativa de abastecimiento origina el concepto del "prosumidor" (prosumer), o usuario del servicio que es simultáneamente productor y consumidor de energía. El tratamiento de esta figura representa un reto nuevo para la regulación. Adicionalmente debe considerarse el impacto de la generación distribuida en la operación y control de las redes de distribución, de manera que no se altere la calidad del suministro, sino que más bien se aprovechen las ventajas en confiabilidad y resiliencia que pueden aportar las fuentes distribuidas.

En gran medida no existe un modelo definido para la generación distribuida y la actuación de los "prosumidores" en el mercado de energía. En esta reglamentación se debería tener en cuenta que las plantas conectadas a los sistemas de distribución normalmente no utilizan las redes de alta tensión, razón por la cual los cargos de estos niveles deberían poderse descontar a usuarios que compren esta energía. De esta manera estos proyectos podrían competir con la energía convencional.

e) Procedimiento complejo para obtención de licencias ambientales

A pesar de que las FNCER son energías limpias con bajo impacto ambiental, el procedimiento para obtener licencia es similar al de una planta convencional. La autoridad ambiental ha elaborado términos de referencia para los estudios de impacto ambiental específicos para energía eólica continental y más recientemente para la energía solar fotovoltaica, pero las exigencias para estos estudios no se simplificaron con respecto a las tecnologías convencionales, teniendo en cuenta que se trata de fuentes limpias y renovables. En generación solar los tiempos entre el licenciamiento y el otorgamiento de los incentivos si se quisiera acceder a ellos pueden ser superiores a dos años mientras que el desarrollo de un proyecto solar puede estar alrededor de los 6 meses.

Esta situación también se presenta con la consulta previa a las comunidades indígenas en las áreas afectadas por el proyecto, las negociaciones para la adquisición de terrenos y la gestión social con las comunidades alrededor de los sitios del proyecto para generar aceptación social y evitar rechazos y bloqueos. En parte se presenta la misma problemática para la obtención de servidumbres y la construcción de líneas de transmisión, que son necesarias para conectar las plantas de generación al sistema de transporte de energía. Las autoridades sectoriales han manifestado su interés en facilitar el desarrollo de proyectos de infraestructura, pero en algunos casos se enfrenta a rigideces de orden legal y a menudo ha faltado la voluntad política del gobierno y entidades competentes para acompañar y apoyar a los inversionistas en esta etapa.

f) Falta regulación para la medición bidireccional

La falta de reglamentación para instalar medición bidireccional impide medir los flujos de energía que entran y salen en una instalación que tiene generación propia, lo cual no permite el intercambio económico razonable de los costos de la energía inyectada al usuario y la energía inyectada a la red. El Gobierno ha planteado que se requiere una Ley para reglamentar el tema de la propiedad de este tipo de medidores, pero algunos sectores del gobierno han visto dificultades a la posibilidad de tener este tipo de esquemas. Este es un aspecto que pone barreras a la instalación de pequeños generadores, especialmente de tipo solar.

g) Normatividad técnica para conexión de plantas eólicas

El Código de Redes en Colombia fue expedido por la CREG en 1995 y en él se definen los requerimientos técnicos para la conexión y operación de plantas de generación al sistema interconectado nacional y, como es lógico, se hizo pensando en las tecnologías existentes de la época. Por ello es importante reglamentar los aspectos técnicos propios de las FNCER. Los requerimientos del código de redes aplican en forma genérica pero no consideran aspectos específicos particulares que aplican a tecnologías de FNCER, por ejemplo, el soporte de tensión en falla para la generación eólica o la interfaz DC/AC para energía solar fotovoltaica. Ahora bien, estos requerimientos podrían también determinarse de manera individual en los estudios de conexión de cada planta. No obstante, esto genera incertidumbre, falta de uniformidad y costos de transacción para la generación renovable no convencional, creando una barrera técnica de acceso al mercado. Esta situación

puede superarse con la definición de criterios técnicos claros y uniformes para las tecnologías de generación con FNCER y su incorporación al Código de Redes.

4.4 Tecnológicas

a) Capital humano capacitado

La poca participación de las FNCER en la matriz energética, con respecto a otros países del mundo, desarrollados y en desarrollo, ha hecho que no existan las condiciones para tener personal capacitado en las diferentes tecnologías de las FNCER. Si bien el SENA ha preparado algunos técnicos en el mantenimiento e instalación de paneles solares, es mucho lo que falta para tener suficiente personal capacitado no solo a nivel tecnológico sino a nivel de investigación de tecnologías para mejorar la eficiencia de las instalaciones de PFV. En ello, el país tiene un atraso importante. Igual ocurre con la instalación y mantenimiento de plantas eólicas o de biomasa. Esta situación para una condición de instalación masiva de plantas de este tipo puede constituirse en una barrera importante para su rápido desarrollo.

Igualmente, mayor conocimiento y mejor información disponible sobre las características, beneficios y costos de las FNCER en el país, deberá trasladarse a elevar la preparación técnica del personal operativo y ejecutivo de las empresas, y de los funcionarios de las distintas entidades públicas con competencias en el tema, que en últimas son los responsables del desarrollo de proyectos y la implementación de las políticas y estrategias en esta área.

b) Falta de madurez tecnológica

A pesar de que se trata de tecnologías ya desarrolladas y probadas en otros países, la falta de experiencia práctica en la operación de proyectos de energías renovables no convencionales de una escala importante en el MEM, genera incertidumbre respecto a su desempeño y aumenta la percepción de riesgo sobre su utilización, tanto desde el punto de vista de inversionistas y financiadores que miran a su rentabilidad, como de las autoridades que se preocupan por su confiabilidad y aporte a los requerimientos de energía y potencia de la demanda. Asociado a lo anterior también hay un grado de incertidumbre sobre la extensión de los impactos económicos, ambientales y sociales de los proyectos de FNCER para el país y en las regiones donde se instalen las plantas. La recopilación de información y realización de estudios sobre la implementación de la generación con FNCER ayudará a mitigar estas inquietudes, las que en definitiva deberán despejarse en la medida que se desarrollen los proyectos.

c) Infraestructura de transporte

El acceso a la capacidad de transmisión de las redes de transporte eléctrico está regulado por la CREG bajo principios de trato no discriminatorio y equitativo. En general, las líneas y equipamiento de uso y beneficio común son planificadas centralmente y su costo es asumido de manera proporcional por toda la demanda mediante el pago de cargos por uso regulados. Aunque existe un trato uniforme para toda la generación, la conexión de proyectos de renovables puede requerir refuerzos importantes de la red de transmisión, por la distribución y concentración de estos en ciertas zonas del país. Por ejemplo, los mejores recursos eólicos en

Colombia se encuentran en la región de la Guajira²⁴, donde existen restricciones de transmisión. Aunque para su aprovechamiento ya se está planeando ampliar la capacidad de transporte de energía desde esa región, podrían presentarse demoras en su ejecución por temas como el de las consultas con grupos indígenas. En todo caso, dado que los costos de transmisión asociados pueden ser significativos y los asume toda la demanda, debe asegurarse que los beneficios de dichas inversiones sean superiores a sus costos.

d) Medición del potencial de recursos y difusión de información sobre las FNCER

Si bien la UPME ha hecho esfuerzos por medir el potencial de generación eólica en el país y ha elaborado un mapa de radiación solar, aún falta mucha información confiable con mediciones adecuadas de velocidad del viento y radiación en todo el territorio. En el caso de energía geotérmica y de biomasa también se han hecho algunas estimaciones de su potencial, pero subsisten apreciables carencias de información sobre este tema. Es una tarea que debe seguirse profundizando para facilitar a posibles inversionistas desarrollar los proyectos con mejores datos y por tanto con menor incertidumbre.

El tema de la adquisición, producción y difusión de información sobre la utilización de FNCER en el país es crítico para alimentar procesos de toma de decisiones adecuados en distintas instancias del sector energético. Así, es necesario contar con información más detallada del comportamiento estacional y la disponibilidad de recursos en sitio para realizar estudios de factibilidad y planeación. Igualmente, información de complementariedad de los recursos renovables no convencionales con otros recursos convencionales y la demanda para evaluaciones de firmeza y confiabilidad. También será necesario generar modelos de pronóstico de generación variable calibrados a las condiciones locales para efectos de planeación operativa y el despacho de generación. Adicionalmente, se requiere un mejor conocimiento sobre los costos de integración de las FNCER al sistema eléctrico, considerando los efectos en el despacho y los precios del mercado, para realizar evaluaciones de beneficio/costo apropiadas para tomar decisiones de inversión en generación y redes.

²⁴ Según la UPME, este potencial puede llegar a 20.000 MW en esta región (UPME-Integración ERNC, 2015)



5. Análisis de ciclo de vida

5

5.1 Definiciones

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV), es una metodología que se ha venido utilizando en los últimos años con el propósito de determinar los impactos ambientales de un producto, proceso o sistema a lo largo de todo su ciclo de vida, y resulta de gran utilidad para determinar acciones y procesos que reduzcan los impactos en términos de emisiones de gases de efecto invernadero, consumo del recurso hídrico y generación de residuos tóxicos, por ejemplo.

Una característica muy importante del ACV es su concepción integral u holística, pues se parte de que ninguna de las partes de cada sistema explica individualmente los impactos totales. El ACV toma en cuenta las entradas (inputs) y las salidas (outputs) en todas las fases del proceso, incluyendo producción, transporte, distribución de insumos, materias primas, procesamiento, transporte, distribución y consumo del producto y disposición final de los residuos.

La contabilización de efectos negativos y positivos en todo el proceso permite hacer la Evaluación del Impacto de Ciclo de Vida.

De acuerdo con la Norma Técnica NTC-ISO-14040 se definen cuatro fases en el ACV:

- a) La fase de definición del objetivo y alcance, la cual depende de la profundidad que se le quiera dar al estudio y de los objetivos propuestos
- b) La fase de análisis del inventario es un inventario de los datos de entrada/salida en relación del sistema bajo estudio
- c) La fase de evaluación del impacto ambiental (EICV) cuyo objetivo es proporcionar información adicional al inventario para ayudar a evaluar los resultados del inventario de ciclo de vida (ICV) de un sistema del producto con el fin de comprender mejor su importancia ambiental
- d) La fase de interpretación es la fase final del ACV, en la cual se discuten y resumen los resultados del ICV y/o de la EICV como base para las conclusiones, recomendaciones y toma de decisiones de acuerdo con los objetivos y alcance definidos

La norma mencionada trae definiciones y términos utilizados en la Norma, algunos de los cuales se transcriben a continuación²⁵ y que son útiles para propósitos de analizar el trabajo presentado en este estudio:

Ciclo de Vida: Etapas consecutivas e interrelacionadas de un sistema del producto, desde la adquisición de materia prima o de su generación a partir de recursos naturales hasta la disposición final.

Análisis de ciclo de vida (ACV): Recopilación y evaluación de las entradas, las salidas y los impactos ambientales potenciales de un sistema del producto a través de su ciclo de vida.

Aseveración comparativa: Declaración ambiental en relación con la superioridad o la equivalencia de un producto con respecto a un producto competidor que realiza la misma función.

²⁵ Las definiciones se han tomado textualmente del documento: "Norma Técnica Colombiana NTC-ISO – 14040. 2007-09-26"

Aspecto ambiental: Elemento de las actividades, productos o servicios de una organización que puede interactuar con el medio ambiente.

Producto: Cualquier bien o servicio²⁶.

Coproducto: Cualquier producto de entre dos o más productos provenientes del mismo proceso unitario o sistema del producto.

Proceso: Conjunto de actividades mutuamente interrelacionadas o que interactúan, las cuales transforman elementos de entrada en resultados

Flujo elemental: Materia o energía que entra al sistema bajo estudio, que ha sido extraído del medio ambiente sin una transformación previa por el ser humano, o materia o energía que sale del sistema bajo estudio, que es liberado al medio ambiente sin una transformación posterior por el ser humano.

Flujo de energía: Entrada o salida de un proceso unitario o un sistema del producto, expresada en unidades de energía. NOTA: El flujo de energía que entra se puede denominar entrada de energía, el flujo de energía que sale se puede denominar salida de energía.

Energía base: Calor de combustión de una materia prima que se utiliza como fuente de energía en un sistema del producto, expresado en términos de poder calorífico superior o poder calorífico inferior. NOTA: es necesario tener cuidado para asegurar que el contenido de energía de las materias primas no se contabilice dos veces.

Asignación: Distribución de los flujos de entrada o de salida de un proceso o un sistema del producto entre el sistema del producto bajo estudio y uno o más sistemas del producto diferentes.

Criterios de corte: Especificación de la cantidad de flujo de materia o de energía o del nivel de importancia ambiental asociado a los procesos unitarios o al sistema del producto para su exclusión del estudio.

Flujo intermedio: Flujo de producto, de materia o de energía que ocurre entre procesos unitarios del sistema del producto bajo estudio.

Producto intermedio: Salida de un proceso unitario que es entrada de otros procesos unitarios que requiere una transformación adicional dentro del sistema.

Energía de proceso: Energía de entrada requerida en un proceso unitario, para llevar a cabo el proceso o hacer funcionar el equipo, excluyendo las entradas de energía para la producción y suministro de esta energía.

Flujo de producto: Productos que entran o salen de un sistema del producto hacia otro.

Sistema del producto: Conjunto de procesos unitarios con flujos elementales y flujos de producto que desempeña una o más funciones definidas, y que sirve de modelo para el ciclo de vida de un producto.

Límite del sistema: Conjunto de criterios que especifican cuáles de los procesos unitarios son parte de un sistema del producto.

²⁶ Según la Norma NTC-ISO-14040, los productos se pueden categorizar como servicios, software, hardware y materiales procesados.

Proceso unitario: Elemento más pequeño considerado en el análisis del inventario del ciclo de vida para el cual se cuantifican datos de entrada y salida.

Residuo: Sustancias u objetos a cuya disposición se procede o se está obligado a proceder.

Categoría de impacto: Clase que representa asuntos ambientales de interés a la cual se pueden asignar los resultados del análisis del inventario del ciclo de vida.

Revisión crítica: Proceso que pretende asegurar la coherencia entre un análisis de ciclo de vida y los principios y requisitos de las normas internacionales sobre análisis de ciclo de vida.

5.2 Metodología

5.2.1 Análisis de ciclo de vida

Como se mencionó anteriormente el ACV es una metodología integral que busca medir todos los impactos en el proceso del ciclo de vida de un producto. La metodología global para realizar el ACV está estandarizada en las normas internacionales ISO-14040, y como se describió anteriormente consta de cuatro fases cuya profundidad depende del alcance y los objetivos propuestos. Las fases básicas de la metodología son las siguientes:

1. Definición del Objetivo y del Alcance:

El objetivo del estudio define la aplicación que se quiere dar al trabajo, las razones para realizarlo, el público al cual va dirigido y las comparaciones que se desean realizar con los resultados obtenidos.

El alcance incluye el sistema del producto a estudiar, las funciones del sistema del producto, la unidad funcional, los límites del sistema, los procedimientos de asignación, las categorías de impacto seleccionadas y la metodología de evaluación de impacto, los requisitos relativos a los datos, las suposiciones, las limitaciones, los requisitos relacionados con la calidad de los datos, el tipo de revisión crítica si la hay, el tipo de informe y formato a utilizar.

La técnica de ACV es iterativa y mientras se recopila la información puede modificarse el alcance para cumplir los objetivos previstos.

2. Análisis del inventario de ciclo de vida:

El análisis del inventario del ciclo de vida (ICV) implica la recopilación de los datos y los procedimientos de cálculo para cuantificar las entradas y salidas de un sistema del producto.

Los datos para cada proceso unitario dentro de los límites del sistema pueden ser entradas de energía, de materia prima u otras entradas, los productos o coproductos, los residuos, las emisiones, los vertimientos al agua y al suelo, entre otros.

Una vez recopilados los datos, deberán hacerse los cálculos, que en general incluyen la validación, la relación de los datos con los procesos unitarios, la relación de los datos con el flujo de referencia de la unidad funcional.

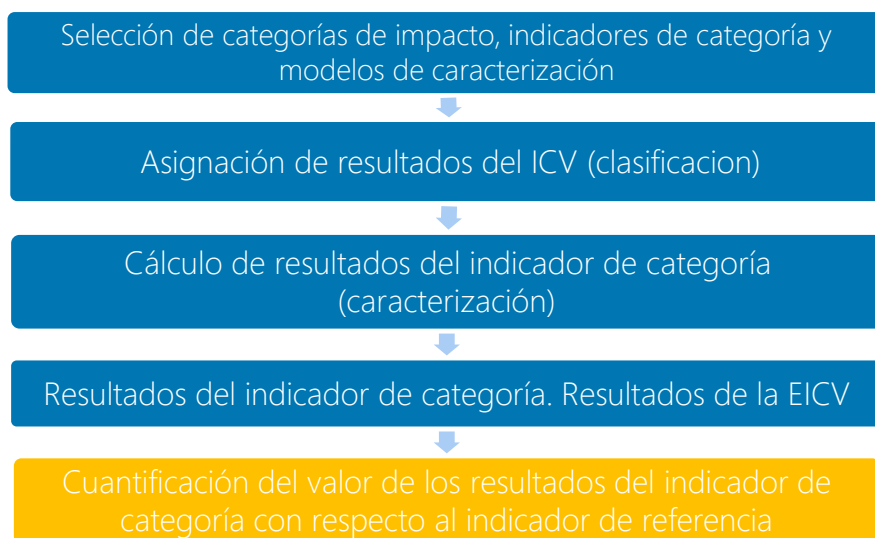
El cálculo de los flujos de energía deberá tomar en cuenta las eficiencias, las fuentes de energía, así como las entradas y salidas asociadas a la generación de energía y a la utilización del flujo de energía.

También es necesario realizar la asignación de flujos, emisiones y vertimientos tomando en cuenta que los procesos industriales casi siempre tienen más de un producto, cuyos flujos no se distribuyen de manera lineal y, además, muchas veces se realizan reciclajes de productos intermedios y de residuos.

3. Evaluación del impacto del ciclo de vida (EICV):

Esta fase tiene como propósito evaluar los impactos ambientales potenciales, utilizando los resultados del ICV. El diagrama siguiente muestra los elementos de la EICV:

Ilustración 7. Elementos de la EICV. Los cuatro superiores son obligatorios el último es operativo.



Fuente: Elaboración propia

La EICV tiene algunas limitaciones dadas por el alcance y los objetivos del estudio, por tanto, no necesariamente muestra todos los impactos ambientales del sistema del producto bajo estudio

4. Interpretación del ciclo de vida

La interpretación es la fase de la ACV en la que los hallazgos de la EICV y del ICV se consideran conjuntamente y se interpretan a la luz del alcance y los objetivos del estudio, tomando en cuenta las limitaciones y dando las recomendaciones pertinentes.

5.2.2 Huella de carbono

Existen metodologías simplificadas que toman en cuenta solo uno de los aspectos del impacto ambiental, como es la medición de la Huella de carbono, que en realidad no solo incluye la huella de CO₂ sino de todos los gases de efecto invernadero. Esta metodología se ha venido utilizando en forma recurrente, habida cuenta de la importancia que tiene hoy el tema del cambio climático. Sin embargo, se debe aclarar que es una metodología parcial que puede dejar de lado impactos que pueden ser muy importantes. En el caso de la generación nuclear, por ejemplo, un análisis de la huella de carbono puede resultar muy favorable, pues esta tecnología no tiene grandes emisiones en su producción ni en el

proceso total. Sin embargo, en esta metodología no se miden los residuos nucleares que pueden ser altamente contaminantes y de efectos ambientales negativos.

Para el caso colombiano, donde no hay generación nuclear, el análisis de la huella de carbono puede ser suficiente para aportar recomendaciones de políticas y dar elementos de juicio en la toma de decisiones.

Los pasos típicos en la medición de Huella de carbono son los siguientes²⁷:

1. Medición de emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) o CO₂ equivalente. Se requiere un inventario de las emisiones de GEI o una evaluación de las mismas
2. Limitación y reducción de las emisiones de GEI: Mediante la implantación de otras tecnologías menos contaminantes u otras estrategias de reducción de emisiones.
3. Compensación de las emisiones de GEI: Para neutralizar el impacto generado.
4. Comunicación de los resultados: Tanto interna como externamente.

Para el cálculo de la Huella de carbono (HC) de un territorio o un país, como el caso que nos ocupa, se utiliza la metodología denominada Análisis de Input/Output, conocida como AIO. Este análisis tiene su base en el uso de tablas insumo /producto que es un conjunto de ecuaciones que describe el flujo de bienes y servicios entre los diferentes sectores de la economía en un período determinado.

Gracias al AIO se puede vincular la demanda final de bienes y servicios con las emisiones directas e indirectas asociadas a su producción independiente del país donde se realice.

5.3 Referenciamiento internacional de ACV para generación energía

La metodología de análisis de ciclo de vida puede utilizarse con diferentes propósitos, en el caso de fuentes de energía renovable o de las tecnologías limpias frecuentemente se emplea para realizar comparaciones con tecnologías convencionales o entre ellas, y estimar por ejemplo la huella de carbono de un kWh producido en el caso de generación eléctrica. También permitiría calcular las emisiones de diferentes marcas de paneles solares o baterías en el caso de un mismo producto, y poder comparar dos marcas o tecnologías de producción, o comparar tecnologías de movilidad entre vehículos de combustión, híbridos y eléctricos, en cuyo caso podría darse en unidades de CO₂ por kilómetro recorrido.

El ACV también podría usarse para determinar la huella de carbono de diferentes matrices energéticas que tengan diferentes participaciones por energéticos. En cualquier caso, es una herramienta que puede usarse para diseñar políticas de reducción de emisiones, para promover y fomentar tecnologías limpias, para brindar información a los usuarios que podrían tomar decisiones de consumo más informadas, dentro de otros usos.

Diferentes organismos tanto técnicos, como gubernamentales y comerciales han elaborado estudios o estimación de la huella de carbono o análisis de ciclo de vida para diferentes tecnologías de generación de electricidad. Igualmente existen múltiples artículos académicos con estimaciones, o cálculos tanto para las tecnologías, como para las matrices de generación, para las edificaciones entre otros. Los resultados presentados por estos estudios son muy variados, por supuesto dependen de las metodologías utilizadas, de los

²⁷ Esta metodología se ha tomado fundamentalmente del documento: "Análisis de ciclo de vida y huella de Carbono. Dos maneras de medir el impacto ambiental de un producto". Ihohe. Septiembre 2009

límites del sistema analizado, de las bases de datos consultadas, de los supuestos, del lugar donde este ubicando el estudio entre muchos otros factores, por eso normalmente es difícil comparar resultados entre ellos.

A continuación, se presentan los resultados de un referenciamiento internacional de ACV de generación con base en algunos de estos estudios, donde se encuentra la huella de carbono calculada para diferentes tecnologías de generación. Igualmente se presenta una revisión de ACV para diferentes tecnologías de movilidad y algunos casos de estudio para matrices de generación, en este punto es muy importante aclarar que la huella de carbono de los vehículos eléctricos es muy dependiente de la matriz eléctrica del país de referencia, por lo que se muestran algunos resultados a manera indicativa.

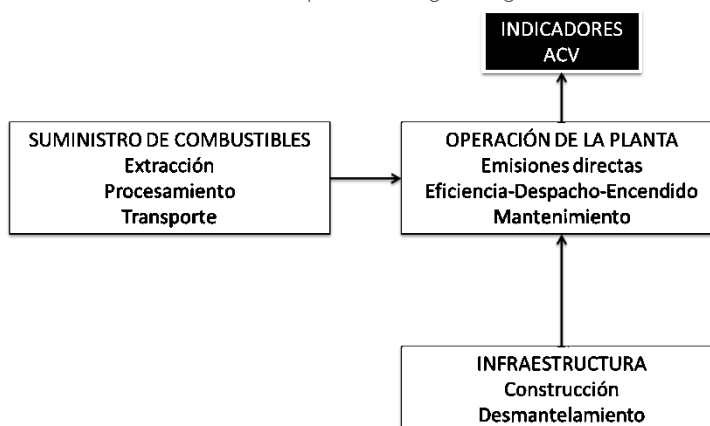
5.3.1 Tecnologías de generación

Para el análisis de ciclo de vida de las tecnologías de generación normalmente se hace de la cuna a la puerta (*cradle-to-gate*), ya que se asume que una vez se ha generado el kW es un producto comparable entre las diferentes tecnologías, este análisis es parcial por supuesto dejando de lado la inclusión de los efectos tanto en el uso de la energía, como en el desmonte de las plantas de generación. Análisis que incluyen también el desmonte, desmantelamiento y disposición final se denominan análisis de la cuna a la tumba (*cradle-to-grave*).

Generalmente el análisis incluye las fases de construcción y desmantelamiento, aprovisionamiento de combustibles y operación de la planta para el cálculo de indicadores resultados del ACV en las tecnologías de generación, como se muestra en la siguiente figura.

El análisis tiene en cuenta la vida útil de las tecnologías que para el caso de las tecnologías de generación se toma como generación hidráulica 30 años, generación geotérmica 30 años, generación eólica 20 años, generación solar fotovoltaica 25 años, generación térmica a carbón 25 años y generación térmica a gas 25 años.

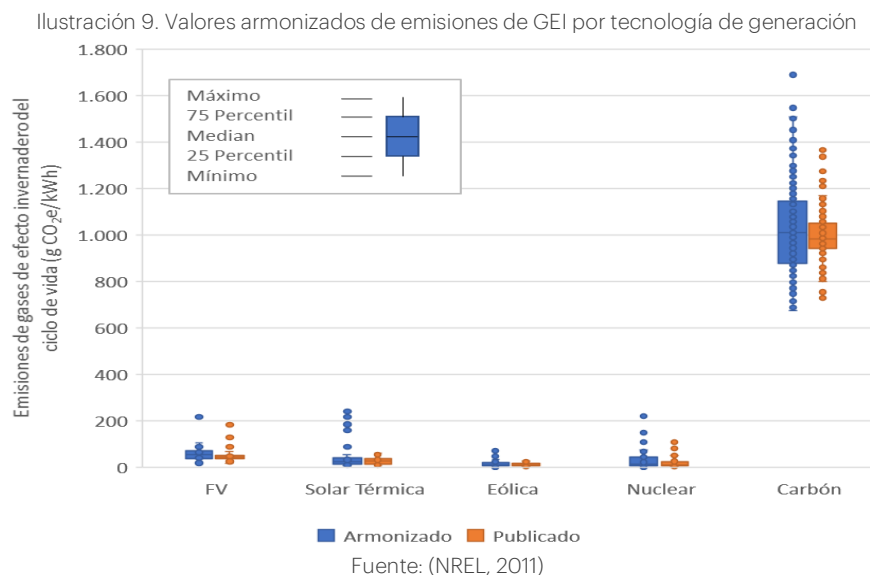
Ilustración 8 Fases en el ACV para tecnologías de generación



Fuente: Elaboración propia con información (Turconi & Astrup, 2014)

El NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) de Estados Unidos realizó en 2011 un proyecto de armonización y unificación de estudios de ACV para tecnologías de generación con el objetivo de brindar información clara a los tomadores de decisiones. Este proyecto de armonización consistió en la revisión de más de 2100 publicaciones con una revisión sistemática de literatura, posteriormente se realizó la armonización y análisis de datos en la

que se tuvo en cuenta la aplicación adecuada de las metodologías y sistemas comparables; como resultado de este publicó una hoja informativa con la compilación de estos estudios y de la emisión de GEI por cada una de las principales tecnologías de generación como se muestra a continuación (NREL, 2011).



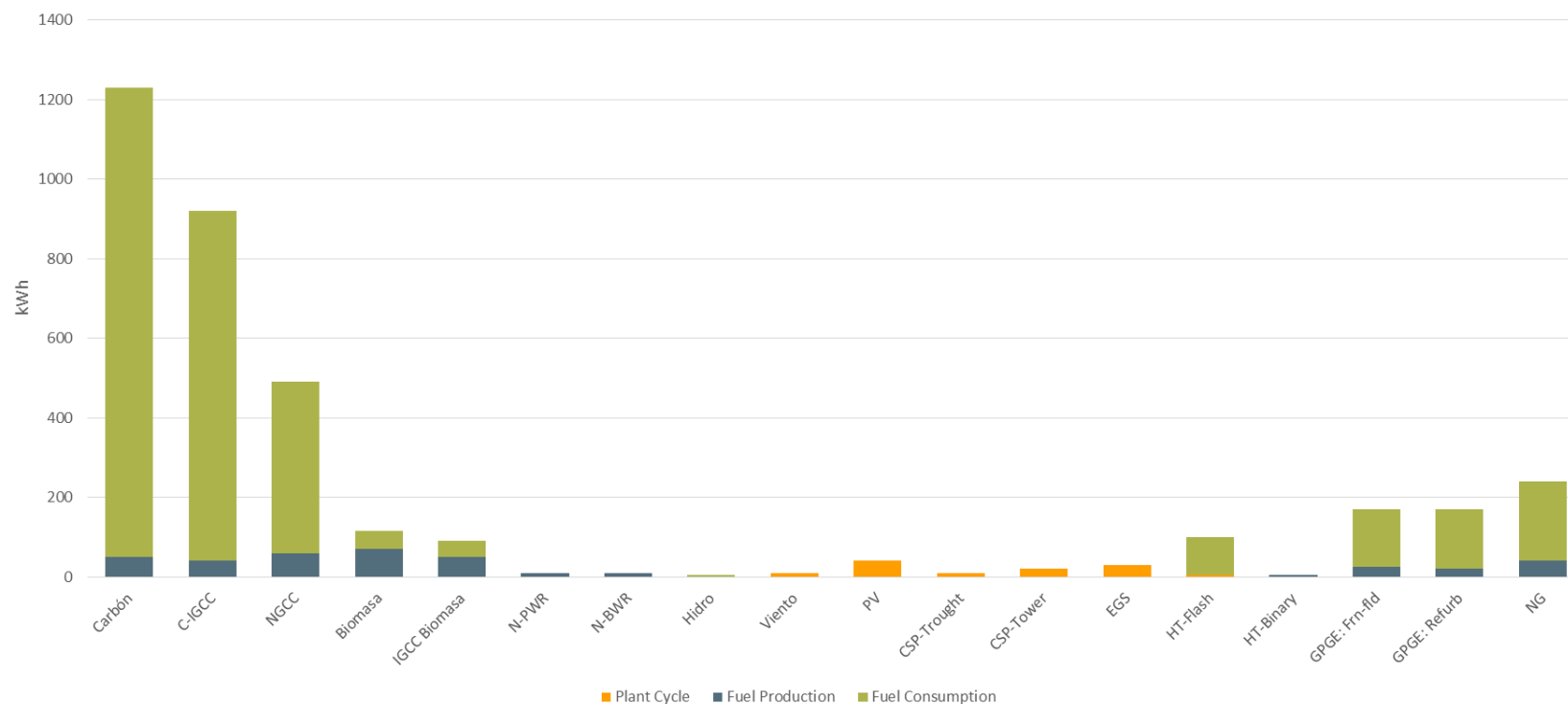
En la figura anterior se puede observar que, a excepción de la generación térmica con carbón, las demás tecnologías estudiadas, solar fotovoltaica, solar concentrada, eólica y nuclear, se encuentran en rangos por debajo de los 100gCO_{2e}/kWh, siendo las menores nuclear y eólica, mientras que la solar es ligeramente más elevado, en este caso las emisiones asociadas a estas tecnologías están calculadas teniendo en cuenta los materiales utilizados para su producción, la extracción de los mismos, la producción de las plantas de generación, en el caso eólico y nuclear las emisiones son relacionadas con la extracción y procesamiento de acero y demás materiales constructivos de las plantas de generación, en el caso de la generación solar fotovoltaica está relacionado con el proceso de producción de paneles solares y extracción de silicio para la producción de los mismos, igualmente considera las emisiones asociadas a la energía consumida en el proceso de producción y la producción de paneles solares es intensiva en el uso de energía, lo que contribuye a que sus emisiones asociadas sean mayores; de acuerdo a esta armonización de revisión de estudios este proceso de producción de energía a partir de paneles fotovoltaicos tiene emisiones de CO_{2eq} asociadas a todo su ciclo de vida mayores que cuando se utiliza energía eólica o nuclear. Por otra parte, la generación térmica a partir de carbón se encuentra alrededor de los 1000 gCO_{2e}/kWh es decir más de 10 veces por encima que las otras tecnologías.

Otro estudio realizado por ARGONNE Laboratory²⁸ en 2012 presenta resultados de emisiones de GEI para tecnologías de generación, pero incluye otras tecnologías, como diferentes formas de generación térmica tanto con gas como con carbón y nuclear, geotermia, biomasas, hidroelectricidad entre otras. Los resultados se muestran a continuación (Argonne NL, 2012).

28 También parte de la red de laboratorios del Departamento de Energía de EE. UU.

Ilustración 10. Emisiones de GEI por tecnología de generación

g Por kWh de energía suministrada



Fuente: (Argonne NL, 2012)

Los resultados de este estudio están alineados con lo encontrado por NREL, en cuanto a las emisiones generadas por la producción de electricidad a partir del carbón, sin embargo, en este caso es posible observar que no todas las tecnologías de utilización de carbón tienen la misma huella de carbono, siendo el carbón tradicional la más alta seguida del ciclo combinado integrado con gasificación, estos resultados también permiten identificar las emisiones de GEI. En el caso de uso de combustibles fósiles se concentra en su extracción y mayoritariamente en el consumo de combustible, mientras que en el caso de las tecnologías renovables las emisiones están asociadas al ciclo de la planta.

En 2013 el Departamento de Energía de los Estados Unidos realizó a través del National Energy Technology Laboratory un estudio de comparación de tecnologías de generación con la perspectiva del ciclo de vida. En este caso se compararon igualmente numerosas tecnologías de generación, pero además de presentar sus emisiones equivalentes también se analizó su huella hídrica. Los resultados se presentan en la siguiente tabla (NETL, 2013).

Tabla 15. ACV tecnologías de generación

Fuente de energía	Tecnología de plantas de energía	Potencia neta de la planta (MW)	Factor de capacidad (%)	Tarifa de calentamiento	Eficiencia térmica (%)	Agua (kL/MWh)		Emisiones de GEI (Kg/MWh)			CO _{2eq} ²⁹ (Kg/MWh)
						Retirada	Consumo	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO _{2eq}
Gas Natural	NGCC	555	85.0 %	7.17	50.2%	0.96	0.75	365	7.4E-06	2.1E-06	365.008
	NGCC/ccs	474	85.0 %	8.411	42.0%	1.91	1.43	47.1	8.8E-06	2.4E-06	47.109
	GTSC	360	85.0 %	11.984	30.0%	0	0	560	N/D	N/D	560
	Despacho en la base	N/A	N/A	7.643	47.1%	N/A	N/A	368	N/D	N/D	368
Cocción (carbón y biomasa)	Solo carbón	550	85.0 %	10.907	33.0%	2.5	1.9	930	N/D	N/D	930
	Combustión (carbón y biomasa)	550	85.0 %	10.983	32.8%	2.5	1.9	943	N/D	N/D	943
Nuclear	Existente	796	70.7%	11.392	31.6%	105	2.5	0	0	0	0
	Gen III +	2.060	94.0%	10.526	34.2%	4.3	2.7	0	0	0	0
Viento	Terrestre convencional (1.5 MW Turbine)	200	30.0%	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	0	0
	Terrestre avanzado (6.0 MW Turbine)	200	30.0%	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	0	0
	Marina (3.6 MW Turbine)	468	39.0%	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	0	0
Hidroeléctrica	Presa convencional	2.080	37.0%	N/A	N/A	6.85	6.83	17	0.233	0	22.8
Geotérmica	Vapor flash	50	90.0%	21.100	17.1%	38.0	38.0	2.14	0.4	0	12.1
Solar térmica	Ciclo parabólico	250	27.4%	N/A	N/A	0.41	0.35	0	0	0	0

Fuente: (NETL, 2013)

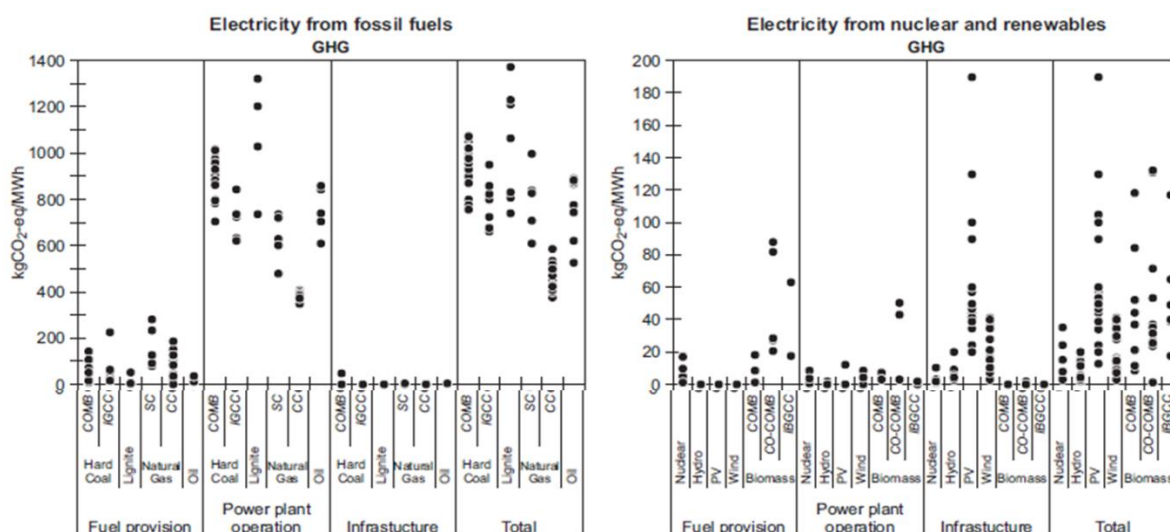
²⁹ La conversión fue tomada de la agencia para el medio ambiente de Los Estados Unidos <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator>

La tabla anterior muestra que, si bien hay tecnologías con baja huella de carbono, si se tiene en cuenta la huella hídrica, la comparación puede ser diferente, como es el caso de la generación hidroeléctrica o nuclear que tiene muy baja huella de carbono, pero una alta huella de consumo hídrico. Este análisis es diferente al presentado en la ilustración anterior (Ilustración 10) y que en este ejemplo solo se tiene en cuenta la operación y sus emisiones asociadas, mientras que el anterior también incluía la etapa constructiva, por lo que las emisiones asociadas al ciclo de vida son diferentes, en particular para aquellas tecnologías que tienen 0 emisiones en la operación pero sí pueden tener emisiones asociadas a la construcción como la eólica, o nuclear, mientras que la eólica tiene bajos niveles en las dos categorías. También se puede ver que en este caso solo se está analizando la huella de la operación de la planta y no considerando su proceso de construcción y desmantelamiento.

En cuanto a el análisis por cada una de las fases de aprovisionamiento, infraestructura y operación (Turconi & Astrup, 2014) realizó un análisis de más de 167 estudios para la identificación de tres indicadores, $\text{CO}_{2\text{eq}}$, NO_x y SO_x diferenciándolos para cada una de las fases y comparando las tecnologías renovables con las tecnologías fósiles.

La siguiente ilustración muestra el indicador de GEI para cada tecnología en las diferentes fases, como se puede apreciar en la ilustración de la izquierda para combustibles fósiles el gran aporte de emisiones se encuentra en la operación de la planta seguida por la obtención de los combustibles, mientras que la construcción y desmantelamiento contribuyen en menor proporción, por otra parte para las tecnologías renovables de la derecha se puede ver que la biomasa tiene un comportamiento similar a las fósiles con mayores emisiones asociadas al aprovisionamiento del combustible y operación de la planta, mientras que la energía solar tiene mayor aporte en la construcción de la infraestructura, es decir elaboración de paneles, sin embargo al revisar las escalas de las dos ilustraciones se puede apreciar que el máximo obtenido para la tecnología fotovoltaica (el mayor punto de las renovables) es del orden de $190 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ mientras que el máximo obtenido para las fósiles con carbón lignito es de $1400 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$, incluso si se compra con el punto más bajo que es el ciclo combinado de gas natural, esta está por los $400 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ es decir que aunque el proceso productivo de paneles puede tener indicadores de ACV relativamente elevados sí que siendo mucho mejor que para cualquiera de las tecnologías fósiles.

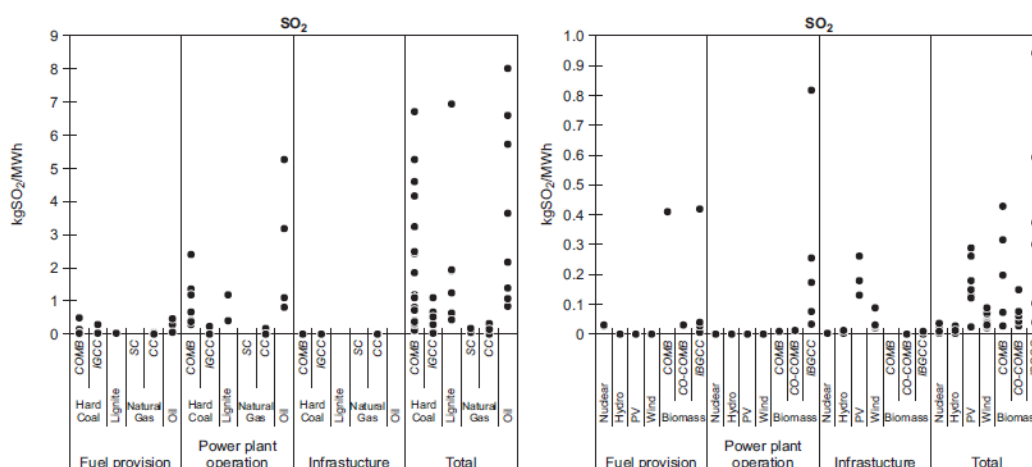
Ilustración 11 Comparación de GEI por tecnologías para cada una de las fases



Fuente: (Turconi & Astrup, 2014)

Al revisar otro indicador como las emisiones de SO_2 , que aunque no es un GEI también es una emisión que se considera importante por su efecto en la acidificación del agua, se pueden ver un comportamiento similar, sin embargo dado que estas emisiones están altamente asociadas a los procesos de combustión el mayor valor de las renovables corresponde a la biomasa en particular la tecnologías de gasificación y combustión integrada de biomasa IBGCC, sin embargo la solar fotovoltaica nuevamente en su proceso constructivo tiene valores relativamente alto al cómpralo con sus contraparte eólica, nuclear o hidroeléctrica. Sin embargo, al igual que con el anterior indicador al comparar cualquiera de las renovables con las fósiles sus valores para emisión de SO_2 sigue siendo menor.

Ilustración 12 Comparación de SO_2 por tecnologías para cada una de las fases (derecha combustibles fósiles izquierda nuclear y renovable)



Fuente: (Turconi & Astrup, 2014)

Otro de los indicadores que pueden ser de interés es el de la huella hídrica que hace referencia al uso de agua en el proceso de generación de energía eléctrica, nuevamente teniendo en cuenta las tres fases del análisis se considera el agua empleada en la obtención de los combustibles, en la operación de la planta y en la construcción de las mismas, en este caso las que tiene procesos térmicos, ya que generalmente consumen agua en la extracción de combustibles y en la operación para procesos de enfriamiento y las plantas hidroeléctricas que utilizan agua como su principal recurso, sin embargo es importante aclarar que el agua turbinada en una central hidroeléctrica no entra en su totalidad en la huella hídrica puesto que esta retorna nuevamente a los cauces de los ríos. La siguiente tabla muestra los valores de huella hídrica para diferentes tecnologías en cada una de las fases reportados por (Mekonnen, Gerbens-Leenes, & Hoekstra, 2015) cómo se puede observar de acuerdo a este estudio que tuvo en cuenta evaluaciones en diferentes países y regiones de mundo la generación a partir de biomasa intensiva en recurso hídrico para el cultivo y la generación hidroeléctrica son las que tiene una mayor huella hídrica. La huella hídrica de la generación hidroeléctrica con embalse se estima a partir de la evaporación de los embalses por unidad de electricidad producida (Mekonnen, Gerbens-Leenes, & Hoekstra, 2015).

Tabla 16 Huella hídrica por tecnología de generación

Tecnología de generación	Huella hídrica en cada etapa							
	Suministro de combustible m3/MWh		Construcción m3/MWh		Operación m3/MWh		Total m3/MWh	
Carbón	0.06	2.39	0.00	0.09	0.22	5.08	0.28	7.56
Lignita	0.11	0.50	0.00	0.09	0.22	5.08	0.33	5.69
Petróleo	0.07	1.97	0.00	0.09	0.70	2.21	0.77	4.28
Sand Oil	0.81	2.51	0.00	0.09	0.70	2.21	1.51	4.82
Shale Oil	0.44	4.25	0.00	0.09	0.70	2.21	1.14	6.59
Gas Natural	0.00	0.13	0.00	0.00	0.27	4.32	0.27	4.46
Shale Gas	0.02	0.24	0.00	0.00	0.27	4.32	0.29	4.57
Nuclear	0.06	1.84	0.00	-	-	3.37	0.06	5.22
	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa (madera)	172.80	1,800.05	0.00	0.09	0.22	5.08	173.02	1,805.13
Hidroeléctrica	-	-	0.00	-	1.08	3,060.09	1.08	3,060.09
Solar de concentración	-	-	0.30	0.64	0.12	7.20	0.42	7.85
Solar FV	-	-	0.02	0.80	0.00	0.30	0.02	1.09
Eólico	-	-	0.00	0.03	0.00	0.01	0.00	0.04
Geotérmica	-	-	0.01	-	0.02	2.73	0.03	2.73

Fuente (Mekonnen, Gerbens-Leenes, & Hoekstra, 2015)

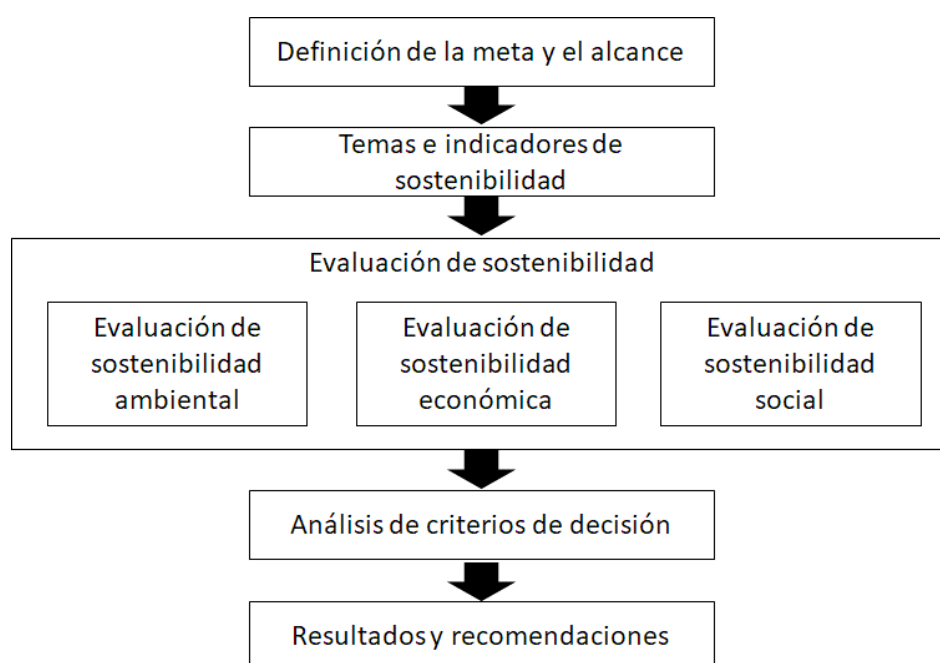
Como se mencionó al inicio de esta sección el análisis de ciclo de vida puede ser para un producto, un proceso un sistema, en el caso de los análisis de tecnologías de generación se analiza un proceso que cuenta con diferentes fases y para cada una de ellas se realiza el cálculo del indicador correspondiente, para poder llegar a este cálculo es necesario hacer varias aproximaciones al ACV de productos independientes que contribuyen dentro del proceso, por ejemplo para el ACV de la tecnología de generación solar fotovoltaica es necesario tener en cuenta la obtención de silicio, el transporte la construcción de los paneles, el transporte y construcción de la planta. La información recopilada anteriormente muestra que ha ya rangos de los indicadores para cada tecnologías, estos rangos están dados por las eficiencias en los procesos productivos de los componentes, las emisiones asociadas a la extracción de materiales y distancias para transporte de los mismos, el nivel de automatización de las plantas entre otros, estas características únicas y dependientes de la ubicación geográfica, la cadena de proveedores y la misma planta de producción hacen que ni siquiera dos elementos de la misma marca pero construidos en diferentes plantas tengan los mismos indicadores de ACV, por lo tanto los estudios revisados toman numerosas fuentes, en algunos casos más de 100 estudios y mediciones realizadas con el fin de crear los rangos y de esta manera poder tener un cubrimiento geográfico global de cada una de las tecnologías y abarcando diferentes técnicas de producción por lo que tomar estos valores de referencia para las tecnologías de generación con el fin de realizar un ACV de la matriz Colombiana se considera adecuado

Otros estudios realizan no solo el análisis ambiental de las tecnologías, sino que en un análisis integrado de ciclo de vida incluyen también indicadores económicos y sociales, por ejemplo (Atilgan & Azapagic, 2016) realizaron un análisis integrado de ciclo de vida de

sostenibilidad para la generación de electricidad en Turquía, en este análisis incluyen 11 indicadores ambientales, 3 indicadores económicos y 6 indicadores sociales.

La metodología empleada se muestra a continuación: en primer lugar se definió el alcance del estudio como la evaluación del ciclo de vida de sostenibilidad para la generación eléctrica en Turquía, después se definieron los indicadores de sostenibilidad a partir de una revisión bibliográfica y los compromisos del Gobierno, los aspectos ambientales considerados fueron cambio climático, uso de recursos y emisiones al aire, agua y suelo, usando la metodología de ACV se definieron y evaluaron 11 indicadores. Los indicadores económicos son CAPEX, OPEX y costo nivelado. Y para los aspectos sociales se tuvieron en cuenta la generación de empleo, la seguridad de los trabajadores y la seguridad energética, desarrollando 6 indicadores.

Ilustración 13. Metodología del análisis integrado de ciclo de vida de sostenibilidad para la generación de electricidad en Turquía.



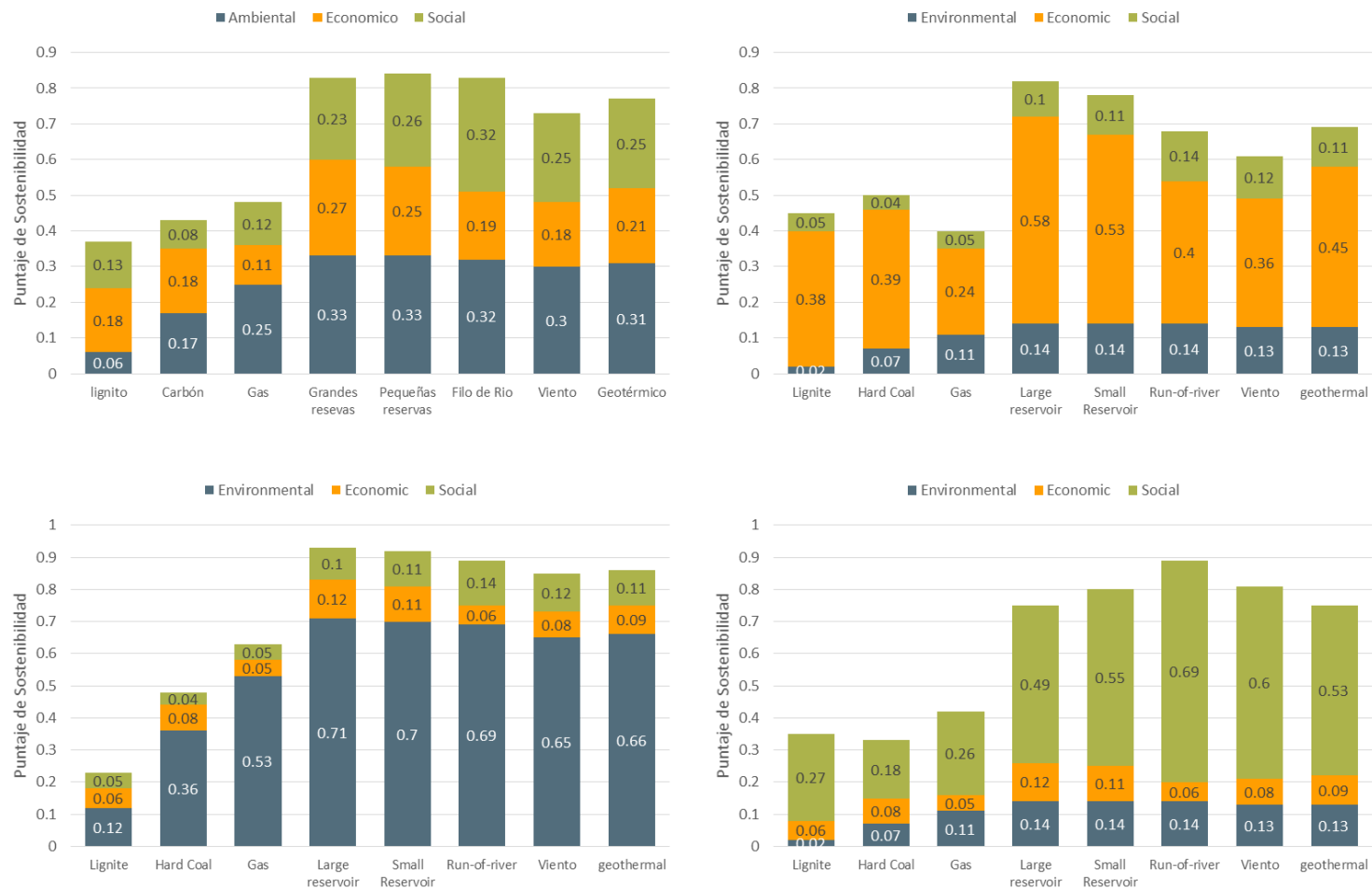
Fuente: (Atilgan & Azapagic, 2016)

Una de las principales dificultades fue la disponibilidad de bases de datos para Turquía por lo que se debieron realizar ajustes y aproximaciones en este punto. Adicionalmente el objetivo era evaluar las tecnologías ya existentes en Turquía por lo que se tenía disponible información, sobre todo en aspectos sociales y económicos.

Al realizar la evaluación de cada uno de los indicadores las diferentes tecnologías presentan diversos indicadores por lo tanto emplearon un análisis multi-criterio para determinar un ranking de sostenibilidad por tecnologías, se hicieron dos ejercicios para este análisis, primero donde todos los indicadores tenían el mismo peso en la evaluación ponderado y el segundo donde cada aspecto (ambiental, económico o social era 5 veces más importante que los otros dos), los resultados se muestran a continuación, en la Ilustración

14.

Ilustración 14. Resultado análisis integrado de ciclo de vida de sostenibilidad para la generación de electricidad en Turquía



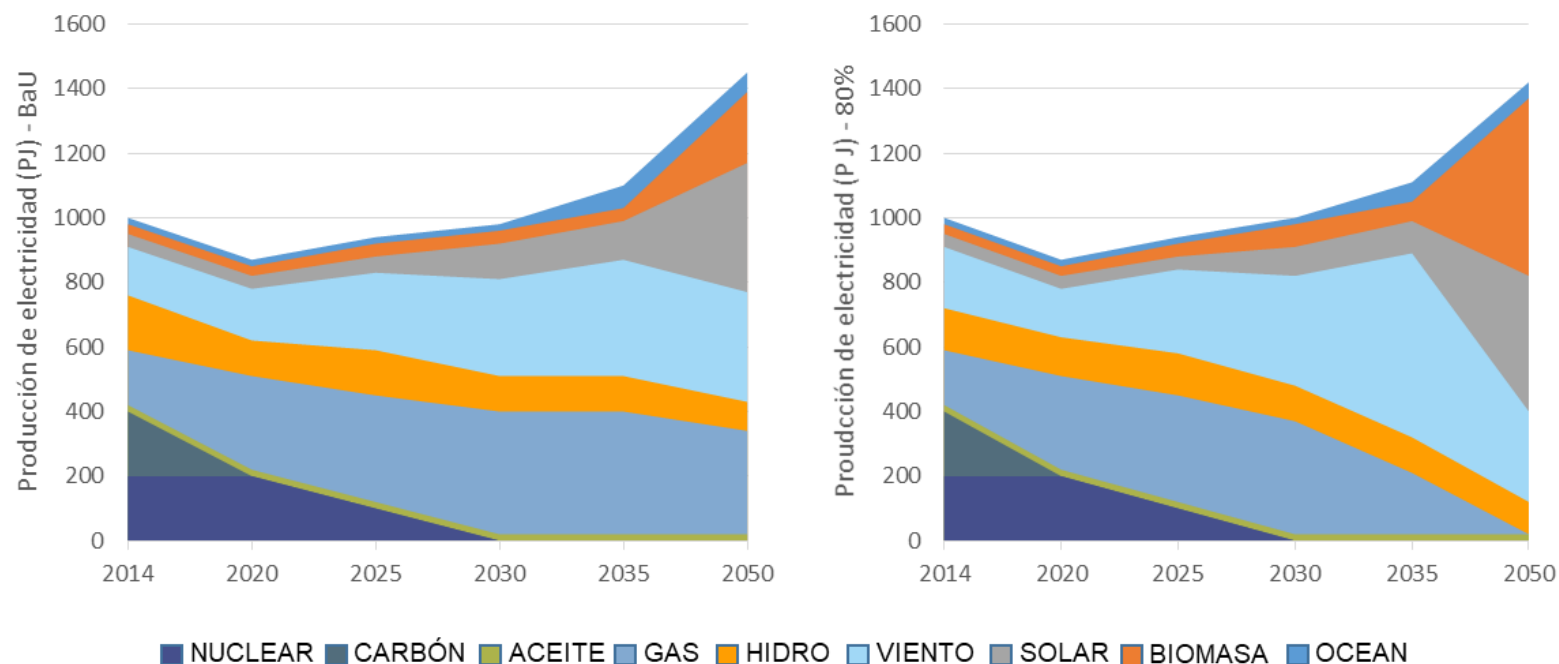
Fuente: (Atilgan & Azapagic, 2016)

En la figura anterior se puede observar que en todos los escenarios las tecnologías renovables para el caso de Turquía presentan mejor evaluación de sostenibilidad que las tecnologías con recursos fósiles. Esta diferencia es mucho más alta cuando hay mayor peso en los aspectos ambientales y se reduce cuando hay mayor peso en los aspectos económicos o sociales.

5.3.2 Matriz de generación

La metodología de ACV también se puede empelar para hacer un análisis global de la matriz energética de un país, así como evaluación de escenarios futuros de mitigación, por ejemplo (García-Gusano, Garraín, & Dufoura, 2017) realizan una evaluación de ACV para la matriz eléctrica de España desde 2014-2050 teniendo un escenarios sin modificación BAU, y un escenario con una meta de reducción de emisiones de CO₂ del 80% para 2050. Para realizar el estudio se usó una combinación de metodologías de ACV, así como de modelos de optimización de sistemas energéticos. A partir del modelo de optimización energética se construyeron los escenarios de las diferentes matrices para producción eléctrica en 2050 como se muestra a continuación.

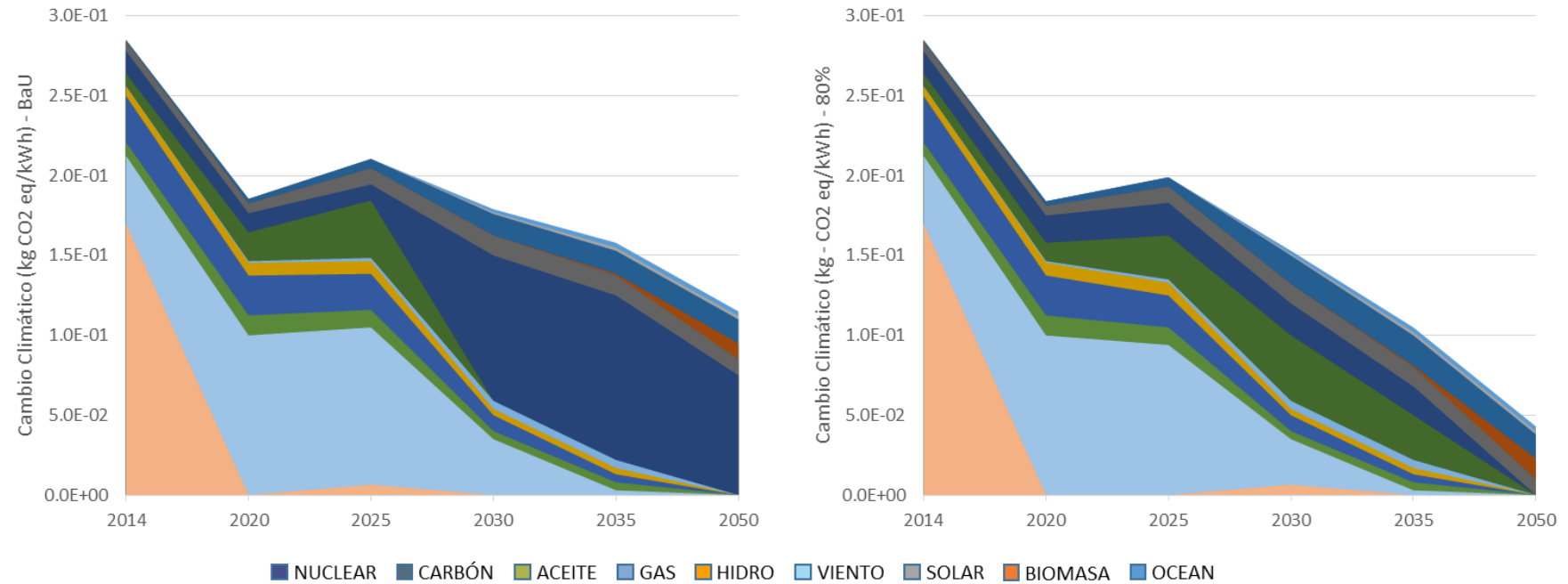
Ilustración 15. Escenarios de producción de electricidad 2014-2050



Fuente: (García-Gusano, Garraín, & Dufoura, 2017)

A partir de esta definición de escenarios se realizó el ACV calculado los diferentes indicadores del análisis entre ellos cambio climático en unidades equivalentes de CO₂ por KWh, agotamiento de ozono, acidificación, eutrofización de agua dulce, eco toxicidad, degradación abiótica, salud humana y ecosistemas. El resultado para huella de carbono se muestra a continuación.

Ilustración 16. Resultado de emisiones de GEI para los escenarios de producción de electricidad en España 2014-2015



Fuente: (García-Gusano, Garraín, & Dufoura, 2017)

5.3.3 Vehículo

La metodología de ACV ha sido ampliamente empleada para la comparación de tecnologías de movilidad, particularmente se ha usado para comparar vehículos de combustión interna y vehículos híbridos o eléctricos. En esta comparación si bien se emplea la misma metodología que ya se ha mencionado, en este caso en particular la huella de carbono de las tecnologías depende en gran medida de la matriz de generación eléctrica del país de análisis, ya que este es un factor determinante en las emisiones de un vehículo híbrido o eléctrico. A continuación, se presentan los resultados más relevantes de tres artículos en los que se analiza el ACV de los vehículos teniendo en cuenta la matriz eléctrica del país.

En un artículo publicado en 2013 (Wang, y otros, 2013) utilizan la metodología de ACV para comparar vehículos de combustión interna, vehículos eléctricos y vehículos de celda de combustible en China. Para el análisis se dividió en dos partes, el ciclo de vida del vehículo y el ciclo de vida del combustible, y teniendo como salidas el consumo de energía y las emisiones para las fases de producción de materiales, ensamblaje, distribución y disposición final. Se considera un 40% de uso de material reciclado de acuerdo con las directivas europeas; para el ciclo de vida del combustible se considera la producción y transporte de materia prima, y la producción transporte y consumo de combustible, estos datos fueron tomados del software GREET (*Greenhouse gases regulated emissions for transportation*) desarrollado por Argonne Laboratory. El estudio considera las eficiencias desde el pozo, hasta el tanque y desde el tanque hasta a la rueda, siendo finalmente un análisis desde el pozo hasta la rueda (*well-to-wheel*). Las tecnologías estudiadas son vehículos de combustión interna con gasolina y con gasolina reformulada, vehículos eléctricos con batería de Ion-li cargadas con la electricidad producida en China y vehículos de celda de combustible que usan membrana de intercambio de protones con hidrogeno como combustible. Este hidrogeno puede ser obtenido a partir de electrolisis de agua, con electricidad de la red o con electricidad de una planta térmica a carbón o nuclear, a partir de gas natural en plantas de generación o en refinerías.

Los resultados para 2009 y proyectados a 2020 se muestran a continuación, la primera tabla presenta el análisis de ciclo de vida del vehículo, allí se observa que hay un incremento para los tres tipos de vehículos en 2020, que se debe a un mayor uso de aluminio que, aunque más liviano requiere mayor consumo de energía y produce mayor cantidad de emisiones. Se puede observar que los valores del análisis de ciclo de vida para el vehículo para las tres tecnologías son muy similares, siendo más alto en consumo de energía el vehículo eléctrico y más alto en emisiones el vehículo de celda de combustible.

Tabla 17. ACV vehículos en China

	Consumo de energía (Gj)			Emisiones de carbono (ton)		
	ICEV	EV	FCV	ICEV	EV	FCV
2009						
Producción material	81.51	87.06	84.33	2.04	1.91	2.1
Asamblea	2303	22.55	22.59	0.89	0.87	0.87
Disposición	0.84	0.83	0.83	0	0	0
Distribución	0.43	0.42	0.42	0	0	0
Total	105.81	110.86	108.17	2.93	2.78	2.97
2020						
Producción material	90.81	107.13	101.67	2.64	2.48	2.88
Asamblea	19.91	23.21	23.29	0.77	0.9	0.9
Disposición	0.73	0.85	0.85	0	0	0
Distribución	10.37	0.43	0.44	0	0	0
Total	111.82	131.62	126.25	3.41	3.38	3.78

Fuente: (Wang, y otros, 2013)

La Tabla 18 muestra el resultado del análisis de ciclo de vida para el consumo de combustible, allí se puede ver el consumo de energía, las emisiones de CO₂ y las emisiones de material particulado 2.5. Se observa que el mejor combustible es el hidrogeno a partir de electrolisis con energía nuclear, y es interesante como en el caso de China con un a matriz eléctrica de referencia que tiene un 70% de producción de electricidad a partir de carbón los vehículos eléctricos resultan con peores indicadores que los vehículos de combustión interna.

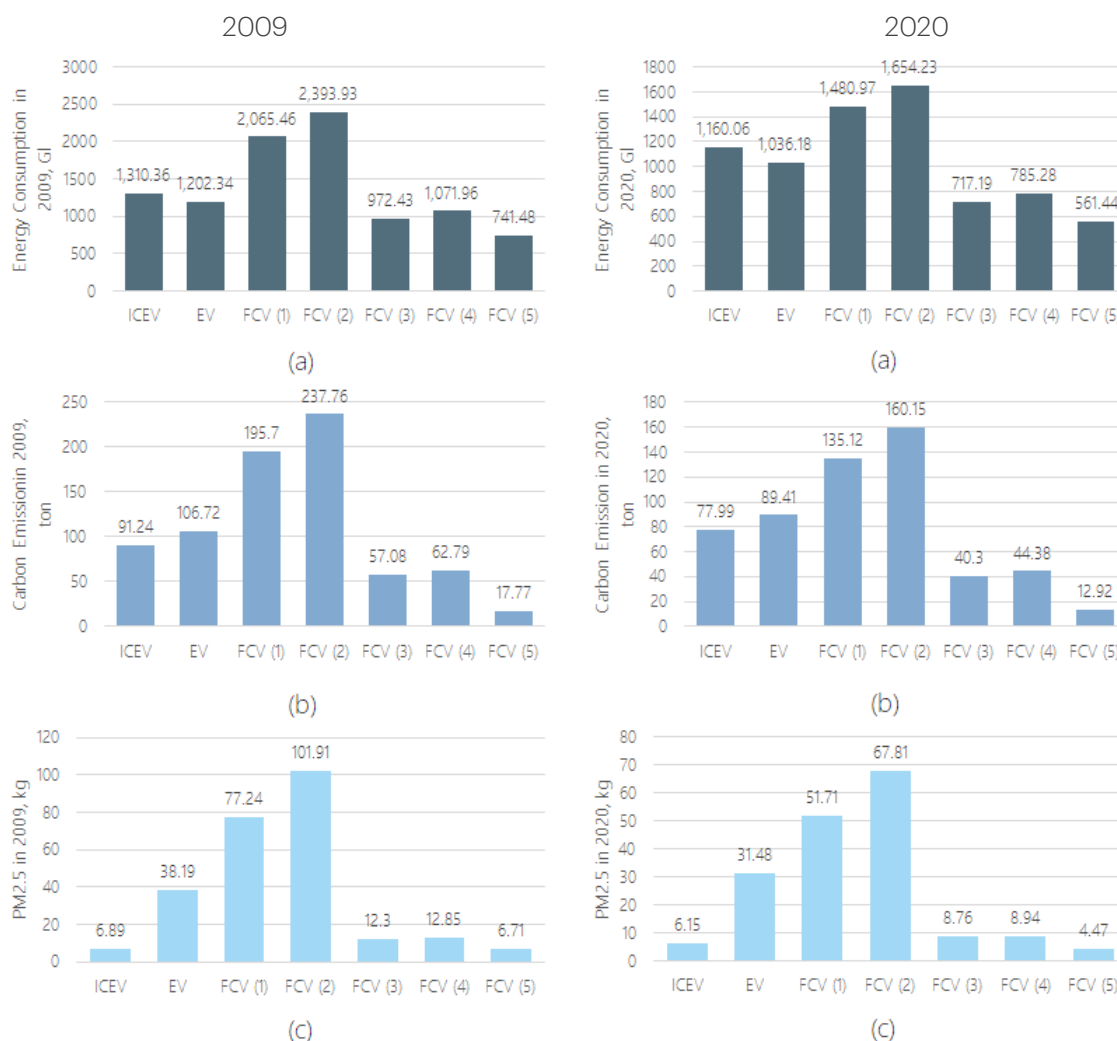
Tabla 18. ACV combustible en China

Consumo de energía, emisiones de carbono y PM2.5 del ciclo de vida del combustible (Base de datos de 2009)				
		Consumo de energía (Gj)	Emisiones de carbono (ton)	PM2.5 (Kg)
ICV		1204.55	88.31	6.89
EV		1091.48	103.94	38.19
RCV	Hidrógeno de la electrólisis del agua accionado por las redes eléctricas chinas	1957.29	192.73	77.24
	Hidrógeno de la electrólisis del agua accionada por la energía carbónica	2285.76	234.79	101.91
	Hidrógeno a partir del reformado de NG en centrales eléctricas	864.26	54.11	12.30
	Hidrógeno de reformado NG en estaciones de repostaje	963.79	59.82	12.85
	Hidrógeno de la electrólisis del agua impulsada por la energía nuclear	633.31	14.80	6.71
Consumo de energía, emisiones de carbono y PM2.5 del ciclo de vida del combustible (Base de datos pronosticados para 2020)				
		Consumo de energía (Gj)	Emisiones de carbono (ton)	PM2.5 (Kg)
ICV		1048.24	74.58	6.15
EV		904.56	86.03	31.48
RCV	Hidrógeno de la electrólisis del agua accionado por las redes eléctricas chinas	1354.72	131.34	51.71
	Hidrógeno de la electrólisis del agua accionada por la energía carbónica	1527.98	156.37	67.81
	Hidrógeno a partir del reformado de NG en centrales eléctricas	590.94	36.52	8.76
	Hidrógeno de reformado NG en estaciones de repostaje	659.57	40.60	8.94
	Hidrógeno de la electrólisis del agua impulsada por la energía nuclear	435.19	9.14	4.47

Fuente: (Wang, y otros, 2013)

Finalmente, a continuación, se presenta el análisis de ciclo de vida completo para los vehículos analizados tanto en 2009 como el escenario 2020. Allí se puede ver que la mejor opción con los vehículos de celda de combustible, cuando el hidrogeno proviene de gas natural o es producido con energía nuclear, mientras que los valores para combustión interna y eléctrico son muy similares.

Ilustración 17. ACV Vehículos + combustible China

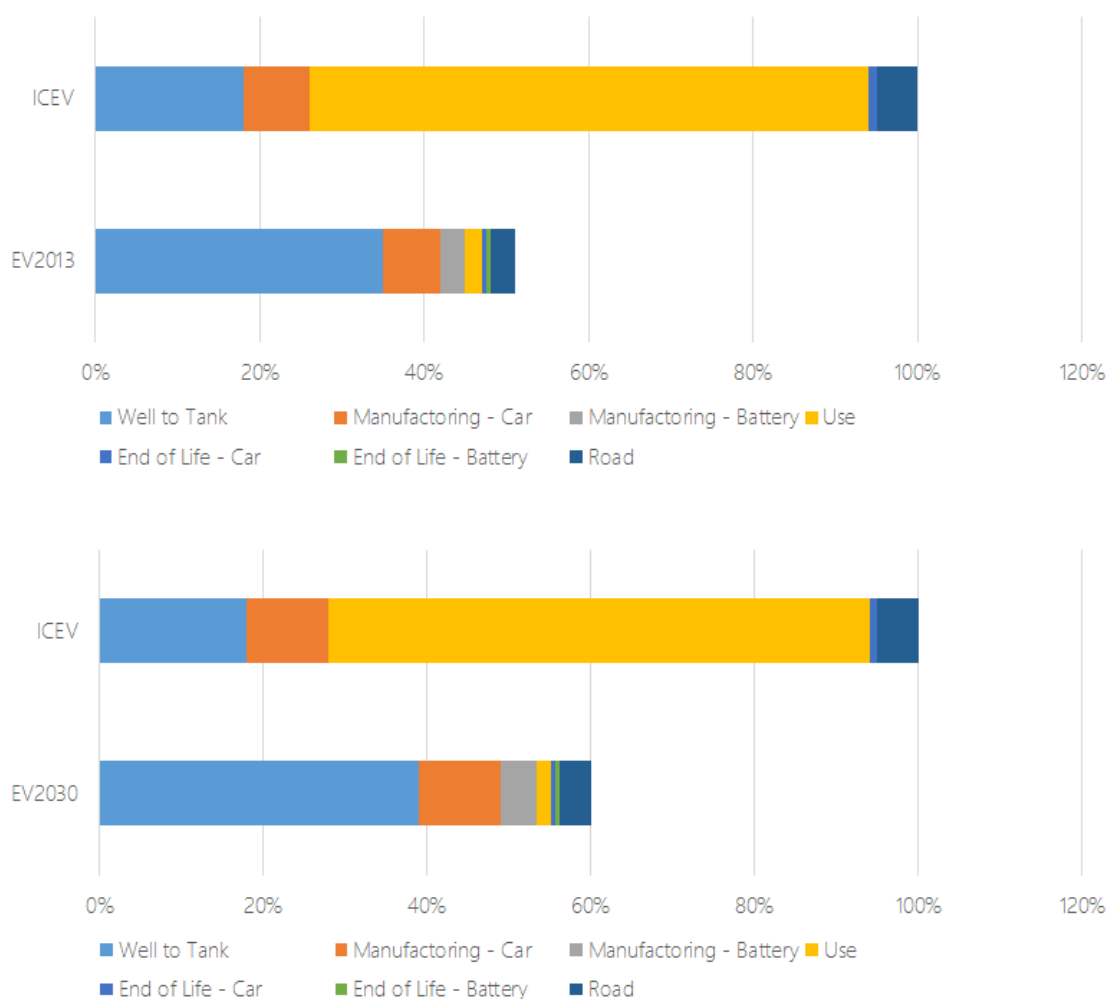


Fuente: (Wang, y otros, 2013)

Otro estudio de caso fue analizado por (Girardi, Gargiulo, & Brambilla, 2015) en el cual evaluaron el ciclo de vida de un vehículo de combustión interna y un vehículo eléctrico con una matriz de generación adecuada para el caso de Italia. El análisis se realiza para 2013, con la matriz existente y poca participación de vehículos eléctricos y en 2030 con una participación mayor de vehículos eléctricos. Se realizó un análisis de la cuna a la tumba teniendo en cuenta la construcción y disposición final del vehículo, la batería, los vectores energéticos de las cadenas de abastecimiento (electricidad o gasolina), el uso de los vehículos, incluido mantenimiento y la construcción de vías, mantenimiento y desmantelamiento considerando una vida útil de 100 años.

El análisis asume que la energía renovable entrará en el sector eléctrico italiano como resultado de las políticas europeas y la tendencia que ya existe, y que un aumento de la demanda de electricidad debido a una participación importante de vehículos eléctricos sería en 2030 asumida por generación fósil a carbón, con y sin captura de carbono y por gas natural. La siguiente figura muestra la participación de los componentes en el análisis de ciclo de vida para las emisiones de GEI, así como su comparación entre vehículos de combustión interna y vehículos eléctricos, este análisis muestra tanto para 2013 como para el escenario 2030.

Ilustración 18. Comparación ACV vehículo caso Italia, 2013-2030.



Fuente: (Girardi, Gargiulo, & Brambilla, 2015)

El resultado muestra que para los vehículos de combustión interna el mayor componente de emisiones está en el uso debido al combustible mientras que en los vehículos eléctricos es la producción de electricidad, por otra parte, el beneficio existente con la matriz actual se vería reducido si en 2030 el aumento de la demanda se cubre con generación fósil.

Como se puede ver el beneficio en relación al ACV y en particular a la huella de carbono de las tecnologías eléctricas de movilidad están muy ligadas a la composición de la matriz eléctrica, (Wooa, Choi, & Ahn, 2017) realizaron un análisis del pozo a la rueda de los vehículos

eléctricos teniendo en cuenta las matrices de más de 70 países con el fin de tener un rango de casos y poder compararlo con los vehículos de combustión interna, en este estudio se considera entonces la matriz de diferentes países, así como el estudio de diferentes vehículos clasificados como sub-compacto, compacto, lujo, SUV. Los tipos de carros escogidos se muestran en la Tabla 19.

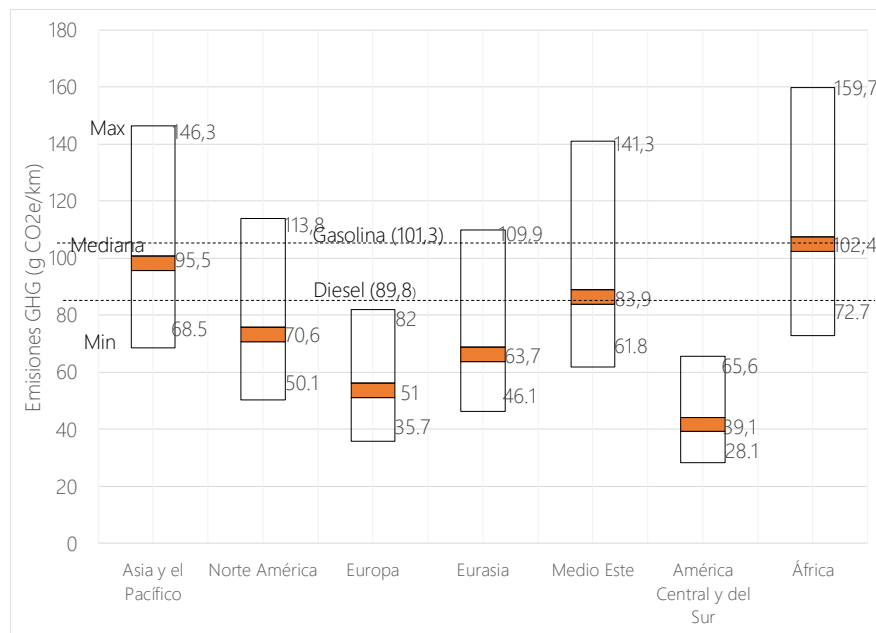
Tabla 19. Modelos de vehículos estudiados

	Subcompacto	Compacto	Lujo de cuerpo entero	SUV
ICEV	Ford Fiesta	BMW 2 Series	AUDI A8	BMW X6
	KIA Rio	Hyundai i30	BMW 7 Series	Porsche Cayenne
	Volkswagen Polo	Volkswagen Golf	JAGUAR XJ	VOLVO XC90
BEV	KIA Soul		Tesla Model S	Tesla Model x
	Nissan Leaf	BMW i3		
	Renault Zoe	Volkswagen e-Golf		

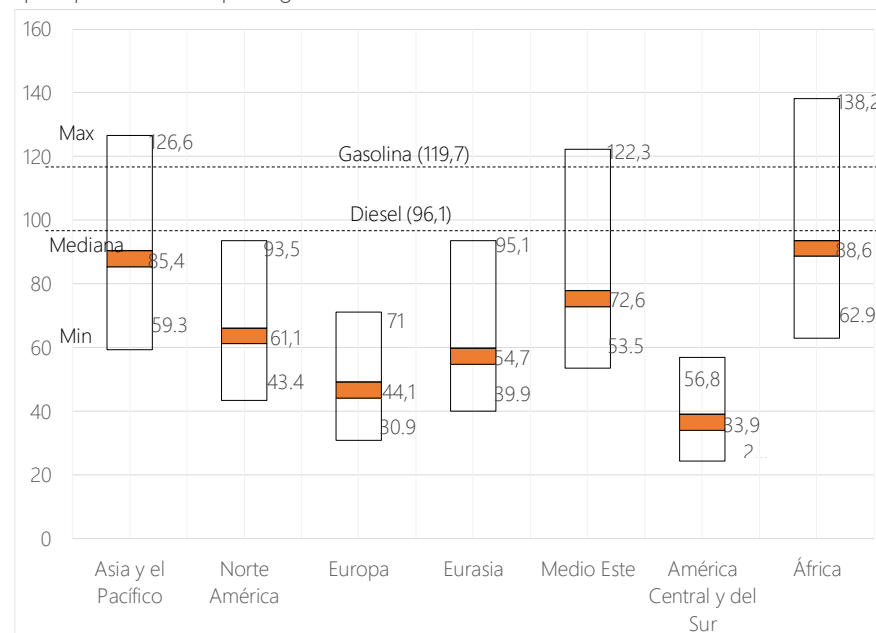
Fuente: (Wooa, Choi, & Ahn, 2017)

Posteriormente, se analizaron los factores de emisiones por cada tecnología de generación y de acuerdo con la composición de la matriz eléctrica de cada país se calculó el factor por regiones, posteriormente se evaluó la huella de carbono en g CO_{2e}/km para cada región y cada tipo de vehículo, los resultados que se obtuvieron son los siguientes:

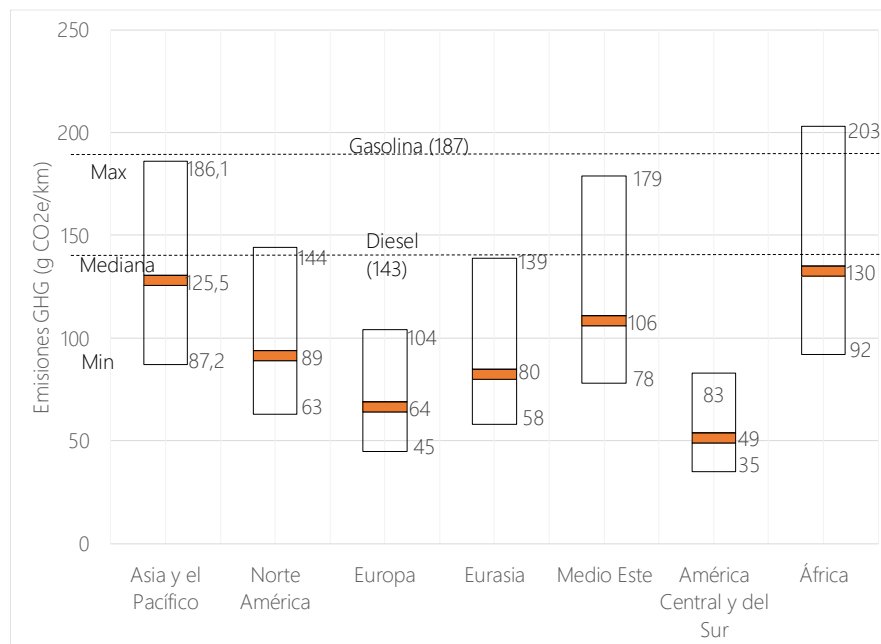
Ilustración 19. Huella de carbono VE por tipo de vehículo por región



(1.1) Subcompacto

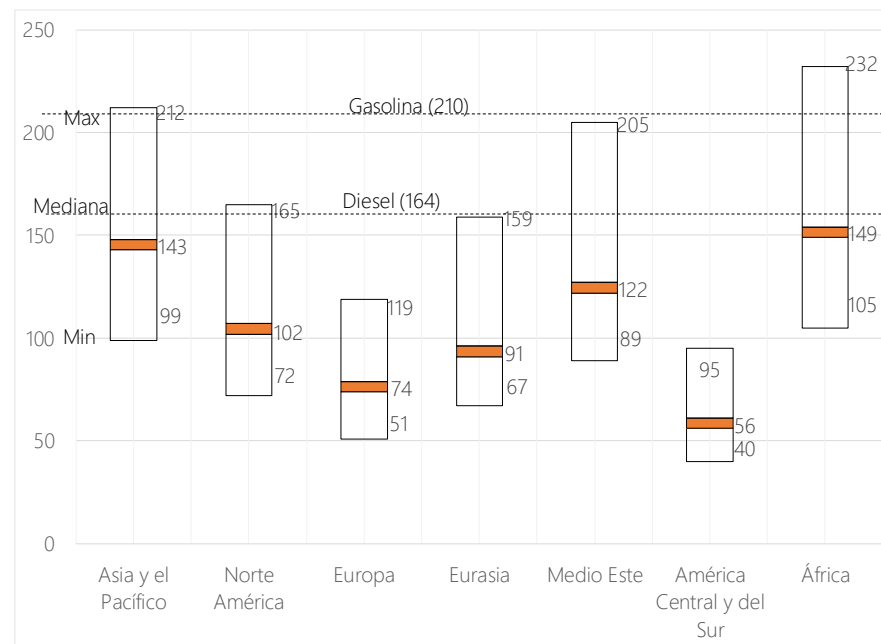


(1.2) Compacto



(1.3) Gama alta

Fuente: (Wooa, Choi, & Ahn, 2017)



(1.4) S.U.V

Como se puede observar en regiones como Asia y Pacífico y África se pueden obtener emisiones superiores que los vehículos con diésel y gasolina, aunque en general la mediana está por debajo. Por otra parte, en la región de América Central y del sur, que incluye Brasil, México, Argentina, Venezuela, Chile, Colombia, Perú, Trinidad y Tobago es evidente que el beneficio de un desarrollo amplio de la movilidad eléctrica en cuanto a reducción de emisiones ya que, por las condiciones de las matrices, principalmente en de Colombia y Brasil con un alto componente hídrico la huella de carbono estaría muy por debajo de la de los vehículos de gasolina o diésel.

La revisión aquí presentada permite ver algunos de los casos en los que la herramienta de ACV es muy útil para un análisis comparativo de tecnologías o matrices de generación, también la relevancia de considerar no solo el proceso de operación sino todas sus etapas, igualmente la importancia de utilizar esta herramienta en la toma de decisiones ya que permite hacer una evaluación más holística y completa. También la importancia de considerar los supuestos, metodologías y bases de datos empleadas con el fin de hacer comparativos los diferentes análisis.

5.4 Aproximación de cálculo al caso colombiano

Como se mostró en la sección anterior la herramienta del ACV puede utilizarse para analizar y comparar tanto tecnologías como sistemas energéticos sin embargo su cálculo, evaluación y análisis es complejo dado que requiere una clara definición de las fronteras del sistema, las variables, los supuestos y sobre todo gran cantidad de información para la definición de los inventarios y cálculo de indicadores.

En el caso colombiano no existe suficiente información ni se encontraron estudios específicos para el ACV de la matriz de generación o de tecnologías de generación, sin embargo, a continuación, se hará una aproximación con la estimación de información consultada en bases de datos abiertas y calculada para la matriz eléctrica colombiana, en este caso se tomará el escenario actual para calcular el ACV, esta aproximación es válida teniendo en cuenta que la mayoría de los componentes de la infraestructura de generación es importada y por lo tanto sus valores de referencia internacional son válidos.

De acuerdo con lo presentado en la sección de metodologías el análisis de ciclo de vida tiene 4 etapas principales la definición del objetivo y alcance, el análisis del inventario, la evaluación del impacto y la interpretación del ACV.

5.4.1 Objetivo y alcance

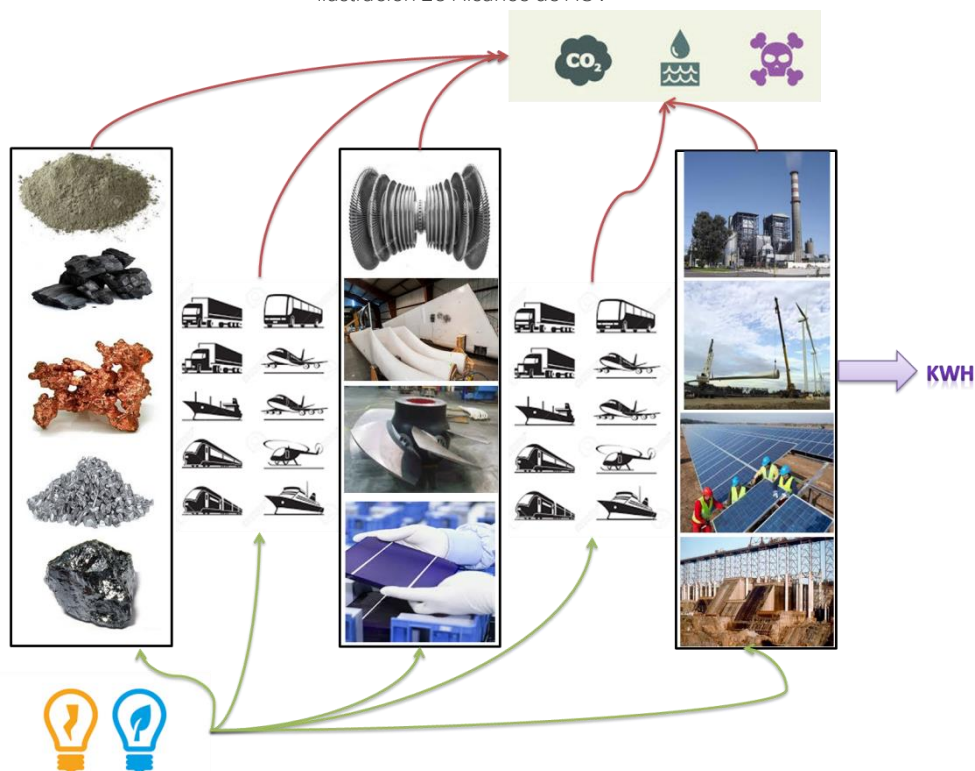
Realizar el análisis de ciclo de vida la matriz eléctrica colombiana teniendo como unidad funcional el kWh, que es la más comúnmente utilizada, esta unidad sin embargo no considera aspectos diferenciales de la operación del sistema interconectado como los kWh base/pico o los kWh niño/niña, eficiencia o ineficiencia en ciclos de operación debido a variaciones en la oferta o la demanda y el respectivo ajuste de plantas térmicas. Sin embargo, se hará un ACV para la generación de sistema colombiano durante los años 2014, 2015 y 2016.

El alcance de esta aproximación es identificar los indicadores de emisiones de GEI y la huella hídrica de la matriz eléctrica actual de Colombia y su comportamiento en periodos de lluvias y sequía. Se realizará un análisis “cradle to gate”, es decir tendrá en cuenta los indicadores de ACV de la extracción, producción, construcción, puesta en marcha y operación de las

diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica, este mismo análisis se realizará para las matrices resultantes de los tres escenarios planteados en el capítulo 8.

En análisis de la cuna a la puerta se esquematiza en la siguiente ilustración, cuando se analiza el ciclo de vida de la generación de energía eléctrica se tiene en cuenta toda la cadena desde la extracción de materias primas como silicio para paneles, cemento para represas, carbón para fibra de carbono, aluminio y acero para calderas y turbinas, cobre para el cableado etc. todos estos procesos de extracción de materias primas consumen energía y agua y producen emisiones y vertimientos; posteriormente estas materias primas son transportadas para producir cada uno de los elementos constructivos de las plantas de generación que nuevamente serán transportados para construir la central, de igual forma cada una de estas etapas tienen consumo de recursos y emisiones asociadas, para finalmente llegar al producto final de este análisis que es el kWh producido. Es decir que cuando se realiza el análisis de la energía producida durante un periodo de tiempo se están considerando las emisiones y huella hídrica asociada a cada kWh producido por las diferentes tecnologías en todo su ciclo de vida.

Ilustración 20 Alcance de ACV



Fuente: Elaboración propia

El alcance del presente ACV será entonces comparar diferentes escenarios de generación con diferentes matrices de energía teniendo en cuenta las emisiones equivalentes de GEI y la huella hídrica de las diferentes tecnologías de generación desde la cuna hasta la producción de cada kWh.

5.4.2 Análisis del inventario

Para esta aproximación al ACV de la matriz de generación eléctrica del caso colombiano se consideran el indicador de cambio climático que tiene en cuenta las emisiones de gases de

efecto invernadero, también conocida como la huella de carbono y la huella hídrica asociada a las diferentes tecnologías de generación.

Nuevamente es importante aclarar que este no es el único cálculo posible del análisis de ciclo de vida, es posible cálculos el inventario de sustancias tóxicas para la salud, acidificación del suelo y del agua, emisiones diferentes a gases de efecto invernadero por ejemplo SO₂ o NO_x entre otras.

Para este caso se tomó en cuenta la revisión de estudios presentada en la sección anterior de este capítulo para identificar las emisiones y la huella hídrica asociadas a las tecnologías existentes en la matriz colombiana, en algunos casos en los que se presentan rangos se tomó un valor medio aproximado. A continuación, se presentan los valores usados para el cálculo.

Estos valores se tomaron de las referencias internacionales ajustadas para los valores medios cuando estos corresponden a estudios con alcance globales o los valores referenciados regionales cuando estos estuviera disponibles, como se mencionó dada la cantidad de estudios abaracados en las revisiones, las diferentes tecnologías, ubicaciones geográficas y proveedores analizados se considera adecuado la utilización de esos valores de referencia además considerando que estas tecnologías serán importadas.

Tabla 20. Valores de referencia emisiones GEI por tecnología.

Tecnologías	Emisiones kg CO ₂ eq/MWh	Referencia
Hidráulica con presa	15.2	(Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013)
Térmica a gas (NGCC)	500	(Argonne NL, 2012)
Térmica a carbón	1200	(Argonne NL, 2012)
Eólica on shore	12	(Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013)
Hidráulica filo de agua	3	(Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013)
Biomasa	60	(Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013)
Combustión combinada carbón	1000	(Argonne NL, 2012)
Cogeneración gas	300	(Argonne NL, 2012)
Generación térmica con líquidos	800	(Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013)
Solar FV	100	(Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013)

Fuente: Elaboración propia con información (Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013); (Argonne NL, 2012)

El mismo ejercicio se realizó para la determinación de la huella hídrica de las tecnologías, esta información sin embargo es más limitada, ya que la gran mayoría de estudios encontrados se concentran en el indicador de cambio climático, se revisaron algunos estudios disponibles encontrado los siguientes valores medios de huella hídrica por unidad de energía para las siguientes tecnologías

Tabla 21. Valores de referencia emisiones GEI por tecnología.

Tecnologías	Huella hídrica M ³ /MWh
Hidráulica con presa	1,530.58
Térmica a gas (NGCC)	2.37
Térmica a carbón	3.92
Eólica on shore	0.02
Hidráulica filo de agua	1.08
Biomasa	989.08

Combustión combinada carbón	332.00
Generación térmica con líquidos	3.19
Solar FV	0.56
Geotérmica	1.38

Fuente: Elaboración propia con información (Mekonnen, Gerbens-Leenes, & Hoekstra, 2015)

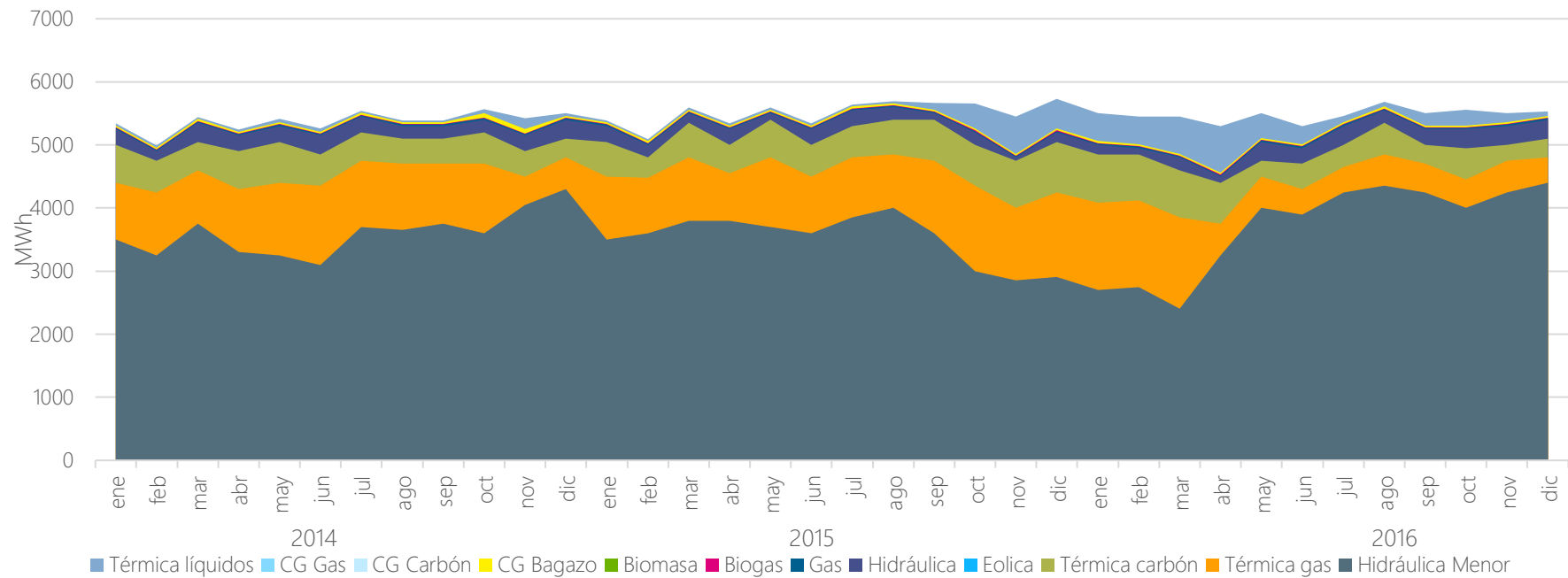
5.4.3 Evaluación del impacto de ciclo de vida

Para realizar la evaluación se usaron los datos históricos de generación del sistema colombiano durante los años 2014, 2015 y 2016, este periodo muestra las variaciones que el sistema colombiano tiene relacionado con periodos húmedos y en particular con periodos de sequía como el niño de finales de 2015 y comienzo de 2016.

A continuación, se muestra el comportamiento de la generación durante estos años. Allí se puede ver que la generación hidráulica en gran escala es la principal fuente de generación en la matriz colombiana, con una participación aproximadamente del 30% de generación térmica con gas o carbón, sin embargo, cuando hay periodos de El niño como el que se observa desde septiembre de 2015 cuando empieza a disminuir la generación hidráulica y a ser reemplazada no sólo por generación térmica con carbón o gas, pero con una mayor participación de líquidos. Las demás fuentes como la eólica o biomasa tienen una participación aproximadamente estable y marginal.

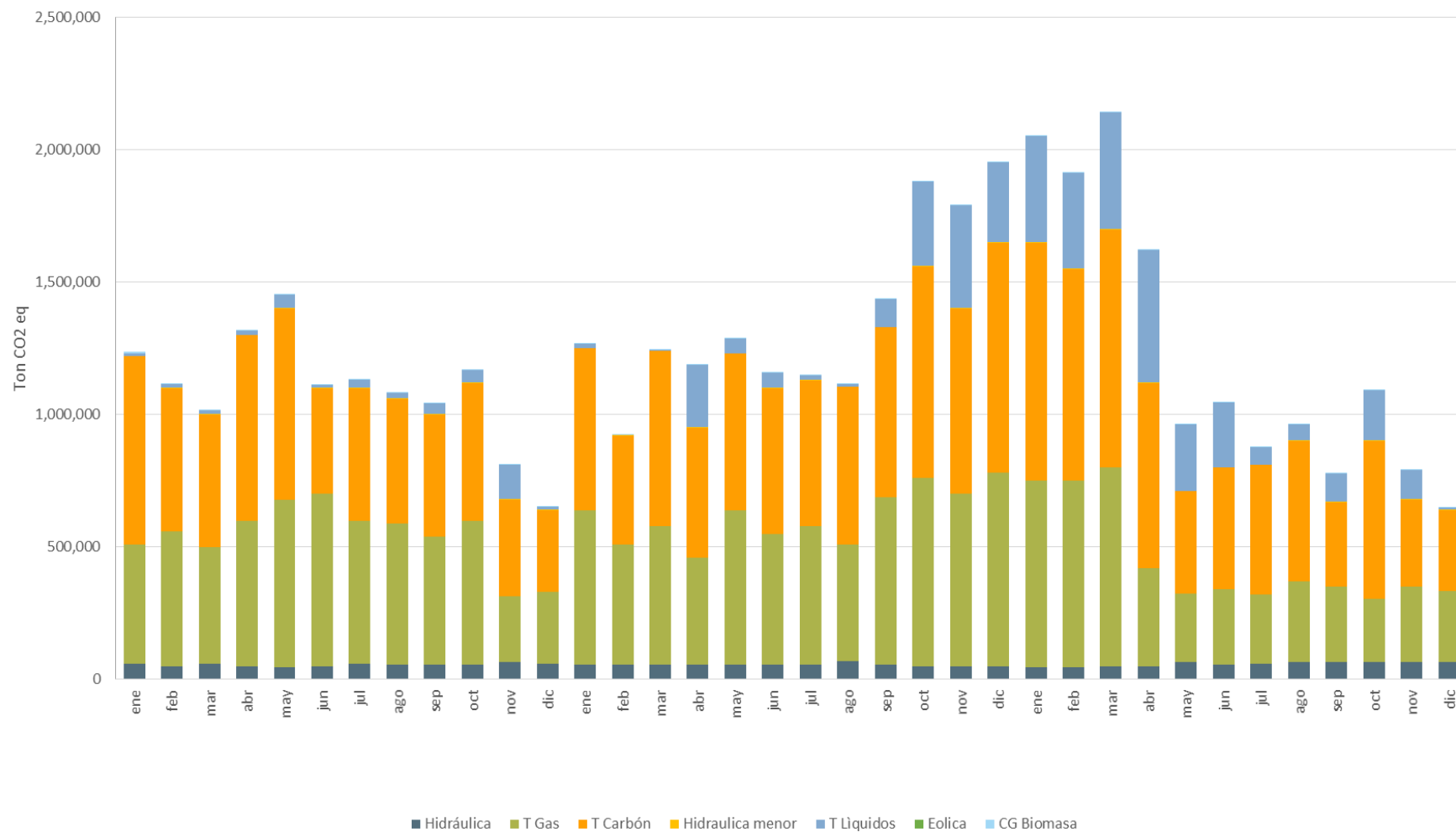
A partir de los datos mensuales de generación por fuente y tecnología se procedió a usar el factor estimado de emisiones a partir de análisis de ciclo de vida encontrados en referencias bibliográficas, así como la huella hídrica, obteniendo así el cálculo para el indicador de emisiones de gases de efecto invernadero y de uso de agua. El resultado se muestra a continuación en la Ilustración 21.

Ilustración 21. Generación eléctrica por tecnología 2014-2016



Fuente: (UPME-SIEL, 2017)

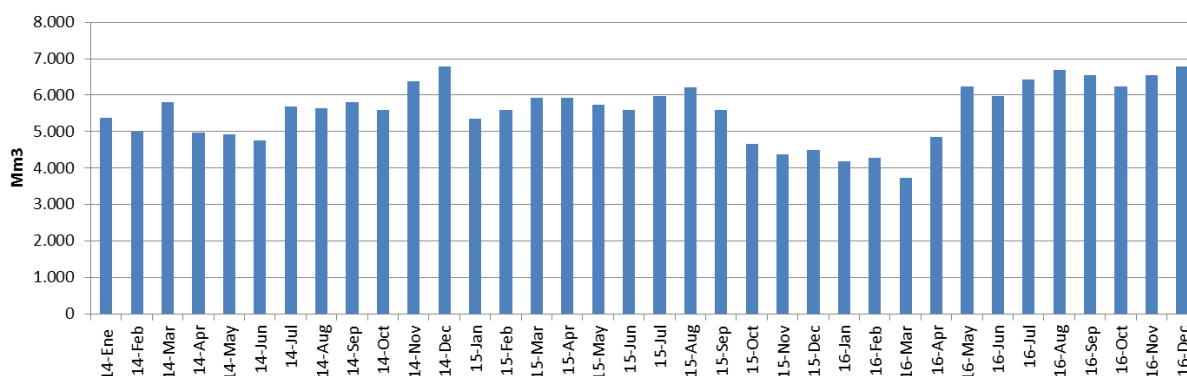
Ilustración 22. GEI asociadas al ACV de la generación en Colombia 2014-2016



Fuente: elaboración propia

A partir de los datos de generación y utilizando los valores de referencia de huella hídrica por tecnología se calculó la huella hídrica para cada mes el resultado se muestra a continuación, allí se puede ver que, en los meses de niño, al ser menor el aporte de las centrales hidroeléctricas la huella hídrica se reduce, y aunque el cálculo se hizo por tecnología en este caso el 99% de la huella corresponde a las centrales hidroeléctricas con embalse.

Ilustración 23 Huella hídrica generación eléctrica en Colombia 2014-2016



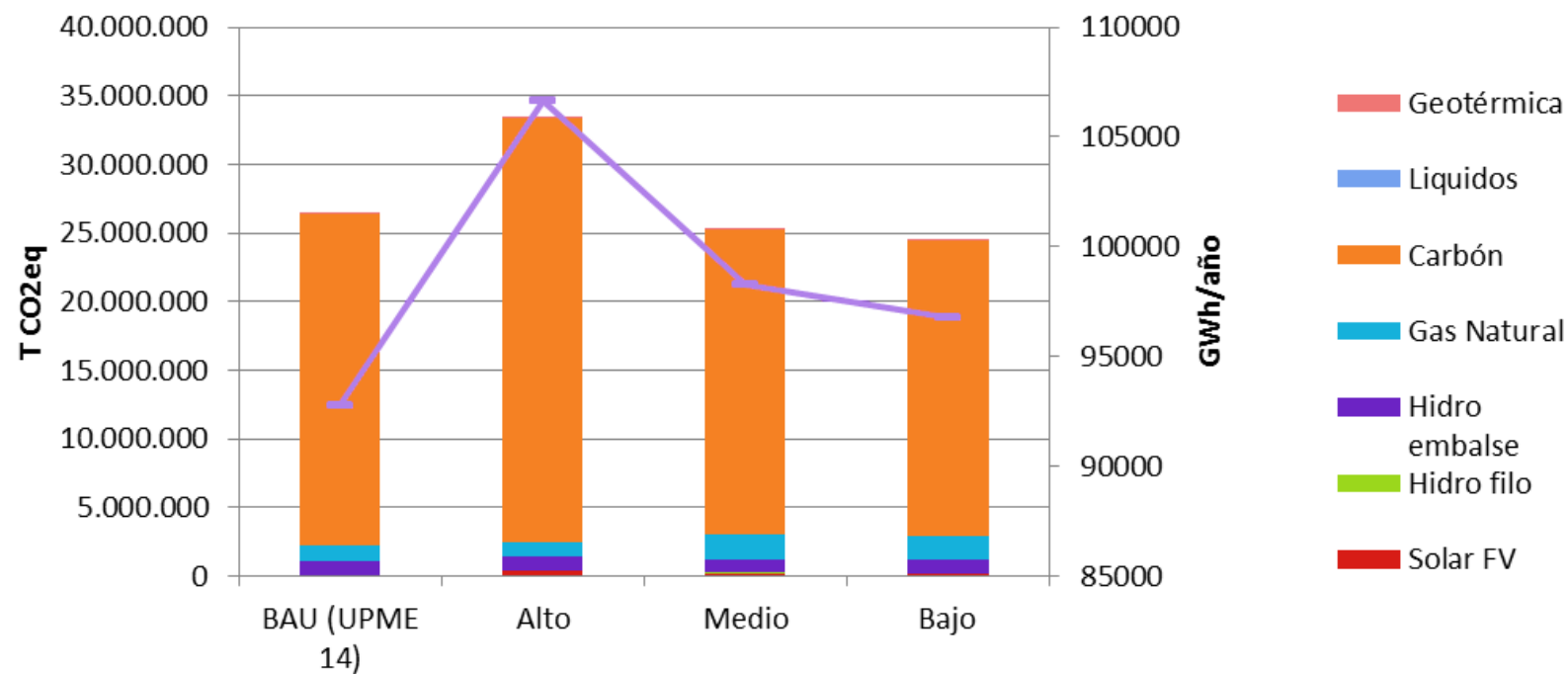
Fuente: elaboración propia

5.4.3.1 Escenarios 2030

Una de las utilidades del ACV es el cálculo de indicadores para la comparación de escenarios, en este estudio se proponen una serie de escenarios con diferentes penetraciones de energía renovables (ver Capítulo 8 Escenarios de penetración de las FNCER), estos escenarios no solo cambian la participación de renovables, sino que también plantean aumentos en la demanda de electricidad como consecuencia de una mayor penetración de movilidad eléctrica, sin embargo, este aumento de la demanda, más allá de la participación de las FNCER en la matriz también requiere expansión en capacidad en otras fuentes de generación como las térmica tradicional y la hidráulica.

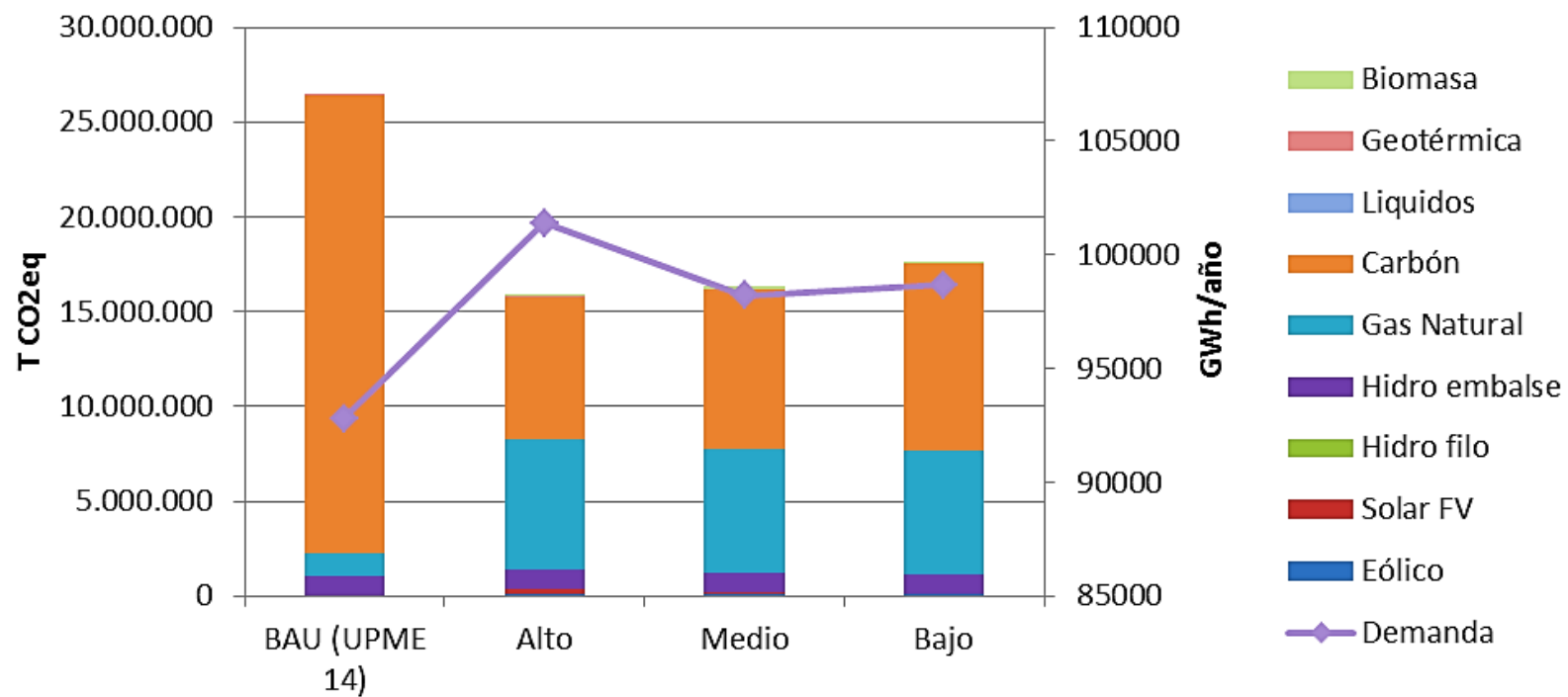
Con el objetivo de utilizar el ACV como herramienta de identificación de beneficios ambientales se realizaron dos corridas de los escenarios, un caso en el que se tiene alta participación de renovables pero en el cual el carbón es muy económico, de acuerdo a lo planteado por la UPME es su escenario BAU UPME 14, la segunda corrida plantea un escenario con mayor eficiencia energética, e impuestos al carbón internalizado sus externalidades ambientales de tal manera que se desincentiva no solo la generación con esta fuente sino la construcción de nuevas plantas, los resultados de estas dos formas de cubrir el crecimiento de la demanda muestran resultados muy diferentes en el indicador de cambio climático del ACV como se muestra a continuación.

Ilustración 24 ACV indicador cambio climático escenarios generación eléctrica 2030 sin restricciones



Fuente: elaboración propia

Ilustración 25 ACV indicador cambio climático escenarios generación eléctrica 2030 con restricciones



Fuente: elaboración propia

Los resultados mostrados anteriormente ilustran como las políticas deben articularse, no sería suficiente aumentar la movilidad eléctrica o tener metas en aumento de participación de renovables ya que como se ve en la primera figura esas dos condiciones podría generar escenarios con emisiones de CO_{2eq} incluso muy superiores a las del escenario base.

En la segunda ilustración se muestra la combinación no solo de mayor participación de FNCER y aumento de la demanda eléctrica por vehículos sino políticas efectivas en eficiencia energética e impuestos al carbono, así como mayores costos ambientales por licenciamiento y consultas y en ultimas mayores costos financieros por desinterés del sector en financiar proyectos con alta huella de carbono que desincentiven el aumento de capacidad instalada térmica con carbón.

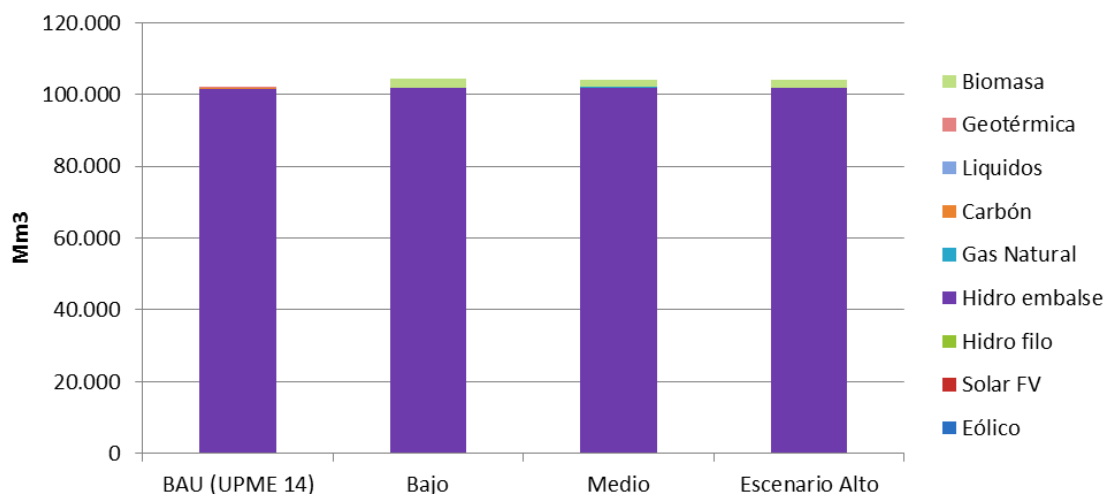
Estos resultados muestran la importancia de articulación entre iniciativas e incentivos de tal manera que se tenga una visión sistémica e integral, dado que una política que analizada de forma aislada puede tener un efecto contrario al esperado si no se articula con los otros sectores. Esta articulación de medidas presentada en el escenario con restricciones produce un efecto de reducción de emisiones muy importante en todos los escenarios de penetración incluso con aumentos considerables en la demanda de electricidad.

Como se puede ver en los tres escenarios propuestos cuando hay medidas adicionales de eficiencia y restricción a la generación carbón son comparativamente mejores en el indicador de cambio climático del ACV, que el escenario BAU (UPME14) en el cual gran parte del crecimiento de la demanda se genera a partir de carbón. En los escenarios propuestos se incluye una mayor participación de fuentes renovables como eólica, solar, biomasa y geotérmica que contribuye en menor medida con el indicador y adicionalmente una mayor participación de gas esto debido a las restricciones impuestas al carbón y a la entrada de las plantas de regasificación.

Es importante resaltar que todos los escenarios planteados presentan demanda mayores al escenario BAU y sin embargo dada la configuración de la matriz y la alta participación de las energías renovables este aumento de la demanda no se ve reflejado en un aumento de las emisiones de GEI por el contrario en todos los escenarios se presenta un reducción, 33% para el escenario de baja penetración y 40% para el de alta penetración aun teniendo un aumento de la demanda de 6% para el escenario bajo y de 9% para el escenario alto.

La siguiente figura muestra la huella hídrica en los escenarios de generación 2030, allí se puede ver que este indicador no presenta variaciones importantes y se mantiene alrededor de los 100.000 Mm³ dado que este corresponde principalmente a la generación hidroeléctrica que en todos los escenarios sigue siendo mayoritaria, en los escenarios propuestos con una participación importante de biomasa este también aparece con una contribución dado que al considerarse la huella hídrica de todo el ACV se tiene en cuenta el agua consumida para el crecimiento de los cultivos empleados en la biomasa.

Ilustración 26 ACV indicadores huella hídrica escenarios generación eléctrica con restricciones 2030



Fuente: elaboración propia

5.4.4 Interpretación

A partir de los resultados obtenidos se puede observar que el indicador de ACV para GEI en la generación eléctrica del país tiene un comportamiento altamente dependiente de las condiciones climáticas, mientras el sistema se encuentra en operación normal el indicador asociados al análisis de ciclo de vida de las diferentes tecnologías se encuentra en valores alrededor de 1,000,000 T CO_{2eq} al mes, mientras que los meses de presencia del fenómeno del niño estas pueden llegar a valores de 2,000,000 T CO_{2eq}. Esto evidencia nuevamente que la criticidad del sector se encuentra en estos meses sobre todo cuando el respaldo se está dando con combustibles líquidos, esta tendencia podría cambiar con una mayor participación de fuentes con menor factor de emisiones como la eólica o la biomasa que ya se encuentra con algún desarrollo o con energía solar, ya que al diversificar la matriz reducirá la participación de estas fuentes sobre todo en periodos críticos.

Para el análisis de los escenarios de generación futuros el ACV permite identificar que si es posible tener un crecimiento de la demanda de energía con una matriz de generación cuya huella de carbono sea menor siguiendo así una senda de crecimiento más sostenible.

En relación a la huella hídrica evidentemente al tener una alta dependencia de la generación hídrica y teniendo esta una altísima huella hídrica comparativamente con las demás fuentes de generación la huella hídrica de la matriz eléctrica tanto en la actualidad como en el futuro con diferentes escenarios es alta y corresponde en un 99% a la generación hidroeléctrica. Esta huella puede ser reducida en la medida en se tengan embalses multipropósito ya que en este caso la evaporación de los embalses no corresponde exclusivamente a la generación eléctrica si no que se reparte con otras actividades como agricultura y riego.

Por otra parte, este es el impacto de tener grandes embalses, por lo que la generación filo de agua reduce esta huella, sin embargo, también requiere mayor cantidad de generación térmica para dar firmeza al sistema. Para 2030 también es posible pensar en mayor incorporación de tecnologías de almacenamiento en la medida que los costos y la madurez de estas tecnologías las hagan comercialmente disponibles, cualquiera de las dos alternativas tendrá impactos en otros indicadores de ciclo de vida como las emisiones en el

caso de plantas térmicas o desde la producción de residuos sólidos en el caso de almacenamiento por ejemplo con baterías.

5.5 Conclusiones

El ACV es una herramienta que permite evaluar productos, procesos y sistemas, en ese sentido es muy útil para la comparación de escenarios y matrices de generación con diferentes participaciones fuentes igualmente permite comprar diferentes tecnologías tanto de generación como de movilidad permitiendo identificar aquellas que presenten a lo largo de su vida un beneficio ambiental neto.

La realización del ACV de una tecnología determinada requiere información primaria y de levantamiento de campo que generalmente realizan las empresas manufactureras de las tecnologías, sin embargo cuando se busca analizar el ACV de las tecnologías de generación de electricidad no solo se tiene en cuenta la producción de un panel o una turbina sino la extracción de combustibles, la construcción y desmantelamiento de las plantas y la operación de las centrales en este sentido se han realizado numerosos estudio y análisis que permiten tener información suficiente para contar con un rango de información adecuada en cuanto a los principales indicadores de ACV de estas tecnologías.

En la revisión de las fuentes encontradas que a su vez revisaron cientos de estudios particularmente en cuanto a la huella de carbono de las tecnologías de generación considerando las fases de extracción de combustibles, construcción y desmantelamiento y operación de las plantas se presentan rangos dados las diferentes técnicas de producción procesos de extracción y construcción de elementos, eficiencias en los procesos productivos entre otros. Por estas razones esta información normalmente se presenta en rangos que incluyen estas variaciones. En el caso de la huella hídrica hay menos información disponible, particularmente porque a excepción de la energía hidroeléctrica y la biomasa no se considera un punto crítico en las demás tecnologías, sin embargo, el estudio referencias internacionales se tuvo en cuenta huella hídrica de diferentes embalses alrededor del mundo por lo que igualmente los rangos dados se consideran apropiados, a continuación, se muestra el resumen de ACV para las tecnologías de generación.

En la tabla siguiente, se puede observar que los rangos de huella de carbono y huella hídrica de todas las FNCER son menores que los de las fuentes convencionales con combustión, en el indicador de cambio climático. En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, su mayor indicador de GEI está alrededor de 200 kg CO_{2eq}/MWh, que sería la mitad del menor indicador de tecnologías convencionales con combustibles fósiles, que corresponde al ciclo combinado de gas natural (400 CO_{2eq}/MWh). Esto último, teniendo en cuenta todo el ciclo de vida de construcción, aprovisionamiento de combustibles y operación de las plantas.

Tabla 22 ACV Tecnologías de generación

TECNOLOGÍA	Huella de carbono		Huella hídrica	
	kg CO ₂ eq/MWh		m ³ /mWh	
	Min	Max	Min	Max
Hidráulica con presa	1	25	1,000	3,060
Térmica a gas (NGCC)	400	1,000	0.3	4.6
Térmica a carbón	600	1,700	0.3	8.0
Hidráulica filo de agua	1	25	1.1	500
Combustión combinada carbón biomasa	600	940	50	900
Generación térmica con líquidos	500	900	0.8	6.6
Nuclear	10	210	-	5.2
FNCER				
Biomasa	10	140	174	1,805
Solar FV	10	200	-	1
Solar térmica	10	220	0.4	7.5
Geotérmica	12	190	-	2.8
Eólica (on shore)	1	50	-	0.1

Fuente: elaboración propia con información (Argonne NL, 2012) (Mekonnen, Gerbens-Leenes, & Hoekstra, 2015) (Turconi & Astrup, 2014) (Turconi, Boldrin, & Astrup, 2013)

La utilización del ACV es una herramienta útil para la comparación de escenarios y como insumo para estrategias de reducción de huella de carbono o de promoción de tecnologías, porque permite una evaluación sistémica de todas sus etapas. Las políticas para la reducción deben ser integrales con la evaluación de ACV de la matriz y no de tecnologías individualmente, para lograr la identificación de estrategias articuladas.

A blue electric car is parked at a charging station. In the background, there are solar panels and a cloudy sky. A sign on a pole indicates an electric vehicle charging area. The text "6. Requerimientos técnicos para la implementación de FNCER" is overlaid on the image.

6. Requerimientos técnicos para la implementación de FNCER

6

6.1 Introducción

El sistema colombiano tiene más de 1,000³⁰ iniciativas de proyectos de generación fotovoltaica en pequeña y gran escala y más de 1450 MW de generación eólica proceso de planeación o construcción. En este capítulo se presenta un análisis de los requerimientos técnicos de códigos de conexión de países de referencia y los criterios que deben considerarse para reglamentar la conexión de estos generadores al sistema eléctrico colombiano. El capítulo contiene algunas definiciones técnicas claves para explicar los requisitos, una compilación de los criterios internacionales que se han utilizado recientemente para definir las capacidades técnicas y una sección de requisitos de medición e información adicionales, para la operación segura y confiable del sistema eléctrico con estas fuentes de generación, dentro del alcance previsto.

Los requerimientos técnicos estudiados en este capítulo hacen parte de las lecciones aprendidas de países que han sido pioneros en la incorporación de tecnologías con FNCER con alta variabilidad de corto plazo y que han requerido actualizaciones a los códigos de conexión y a la regulación de estos países, siendo la eólica y la fotovoltaica las fuentes que han generado el mayor impacto. Estas fuentes (viento y sol) presentan alta variabilidad en la potencia entregada de corto plazo, la cual podría significar un riesgo relevante para la operación del sistema, bajo ciertas condiciones, cuando están interconectadas a la red.

6.1.1 Aspectos clave para los requisitos técnicos

Los criterios para abordar el análisis de este capítulo se basaron en las lecciones aprendidas de operadores de sistemas de potencia, que han incorporado generadores con FNCER y han presentado recientes actualizaciones de los requerimientos técnicos en sus códigos de conexión, siendo este último, la salvaguarda de la operación de manera segura y confiable de los sistemas, con estas tecnologías de FNCER.

Si bien, es posible reutilizar los códigos de conexión de países como Dinamarca, que recientemente ha realizado actualizaciones a las nuevas tecnologías de control, para los generadores con alta variabilidad, es necesario revisar algunos factores clave que caracterizan los sistemas eléctricos para definir el nivel de exigencia de los requisitos técnicos:

1. Tamaño del sistema eléctrico: en términos de geografía y electricidad, longitud de líneas, potencia de pico, potencia mínima, consumo energético.
2. Nivel de interconexión: fuertemente interconectado, débilmente interconectado, acuerdos con otros países sobre el intercambio.
3. El nivel de tensión: los requisitos de la red de transmisión de tensión extra alta pueden diferir significativamente respecto a los requisitos de un sistema de distribución de baja tensión.
4. Distribución de carga y generación: ubicación en términos de geografía, y a través de los niveles de voltaje.
5. Características de la generación convencional: tipo de despacho y mix actual.

³⁰ Existen 315 proyectos registrados ante la UPME en las fases I, II y III del proceso, sin embargo, no oficialmente, se estiman más de 800 iniciativas que no han completado el proceso. Por fuente UPME, se conocen 1,450 MW conformados por 200 MW con permiso de conexión en Cuestecitas a 230 kV otorgado por XM y 1,250 MW con garantías en la línea colectora.

6. Proporción de FNCER actual y esperada: Basados en el potencial energético y las políticas de largo plazo vigentes y propuestas.

Con estas variables, se puede caracterizar los sistemas eléctricos de los países, para entender que tan impactante en términos técnicos deberían ser los requisitos. Por ejemplo, países como Dinamarca, con una capacidad de generación eólica esperada a 2020 del 50%, necesita mantener actualizado su código de conexión con las capacidades de control más avanzadas de estos generadores.

En el caso de Colombia, si bien actualmente no existe una alta participación de las FNCER, los ítems mencionados anteriormente, exigen unas capacidades técnicas avanzadas que deben estar vigentes en los siguientes 20 o 30 años, que permitan escenarios con una alta penetración de proyectos de generación con FNCER. Es bueno resaltar que el código de conexión actual para Colombia (CREG 025-1995), que tiene una antigüedad de más de 20 años a la fecha, no las considera la participación de las FNCER.

Los principales avances en los códigos de conexión de países referentes, respecto a los requerimientos técnicos que se han actualizado recientemente con el incremento de la generación con FNCER, se destacan a continuación:

1. Exigen controles que amplíen los rangos de tolerancia ante eventos de frecuencia y voltaje en operación normal y en falla.
2. Limitan, previo a la entrada, equipos con alta emisión de parpadeos (flickers) y armónicos de frecuencia.
3. Exigen equipos con capacidad de controlar la potencia reactiva para ayudar a soportar tensión.
4. Utilizan controles con curvas guía (estatismo) de potencia activa en eventos de subfrecuencia y sobrefrecuencia.
5. Exigen controles que soporten la operación continua ante tasas de cambio de frecuencia.
6. Introducen mayor flexibilidad en las plantas existentes, las interconexiones, la demanda desconectable, el almacenamiento, entre otros.
7. Utilizan en la operación herramientas de pronósticos de corto plazo de viento, sol y agua, según el nivel de penetración de cada una de estas fuentes en la generación.

6.1.2 Alcance de Aplicación

El alcance de aplicación de los requerimientos técnicos analizados en este estudio abarca el conjunto de aquellos que son requeridos para la conexión de generadores de FNCER a los sistemas de transmisión y distribución del SIN en Colombia, teniendo en cuenta el código de conexión vigente.

Los requisitos que se analizaron corresponden a la consolidación de criterios utilizados en mercados internacionales con mayor experiencia en la regulación y en la armonización de los requerimientos técnicos con las reglas del mercado.

En este capítulo se desarrollará los criterios que se utilizarán más adelante en el informe de propuesta regulatorias, sin incluir propuestas que cambien la normativa actual.

El alcance de aplicación es para plantas eólicas y fotovoltaicas futuras (eximiendo las existentes o en construcción) con condiciones generales de participación, sin considerarse aplicaciones de servicios especiales o servicios complementarios al sistema, que puedan ser requeridos por fuera de la producción normal.

Finalmente, en concordancia con los capítulos anteriores y la regulación colombiana actual, se analizó el conjunto de requisitos para plantas con capacidad de generación mayor o igual a 1 MW, que son las que representan mayor impacto en los sistemas de potencia, y se incluyó una síntesis de requisitos para plantas con capacidad entre 11 kW y 1 MW, clasificadas como plantas de pequeña escala.

6.2 Variables Introducidas para Definir Capacidades Técnicas de FNCER

Las definiciones que se presentan en esta sección permitirán unificar algunos conceptos y nombres de variables utilizadas en sistemas de potencia para explicar los criterios de aplicación y los requisitos técnicos. Algunas de las definiciones pueden ser generales para cualquier sistema de potencia y tipo de fuente de generación, sin embargo, se hace énfasis en las tecnologías solar (FV) y eólica, objetivo de este estudio.

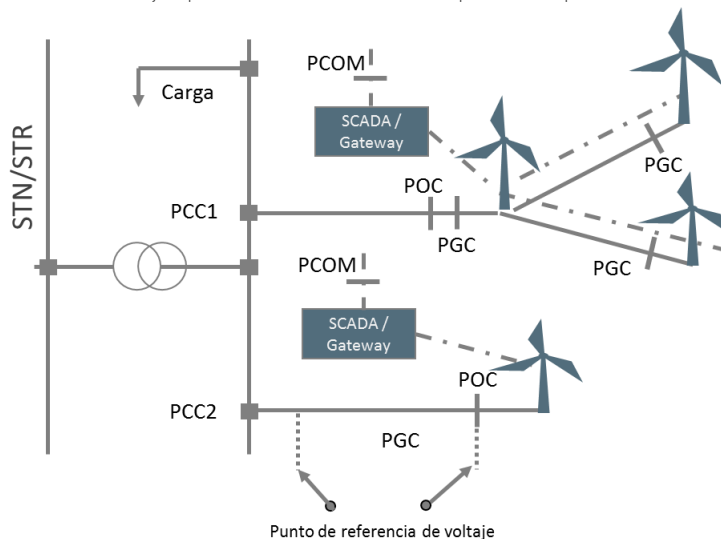
6.2.1 Definiciones

1. **Armónicos de Frecuencia:** Son componentes de frecuencia que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal del sistema, para el caso colombiano son múltiplos de 60 Hz.
2. **Cambios Súbitos de Voltaje:** Se define como un cambio aislado del voltaje en porcentaje del Voltaje Normal de Operación.
3. **Control de Factor de Potencia Automático:** Es el control de potencia reactiva a través de la relación variable con la potencia activa.
4. **Control de Factor de Potencia:** Controla principalmente la potencia reactiva en proporción a la potencia activa generada.
5. **Control de Frecuencia Secundario:** El control de frecuencia es una función que opera la potencia activa de forma ascendente o descendente, manual o automáticamente con la intención de estabilizar la frecuencia del SIN.
6. **Control de Potencia Reactiva Independiente:** Es la función de alcanzar un perfil de tensión determinado mediante el suministro de potencia reactiva, lo que se describe es un esquema particular para unidades de generación.
7. **Control de Voltaje:** Es el control de la potencia reactiva con la curva de estatismo (Droop) configurada para alcanzar un voltaje deseado respecto al punto de voltaje de referencia.
8. **Controlador de Planta Eólica:** Es un set de funciones que hacen posible controlar los servicios provistos por la planta eólica con un único sistema de comunicación. En el

caso que la comunicación sea interrumpida, el sistema funcionará a través de los ajustes de seguridad.

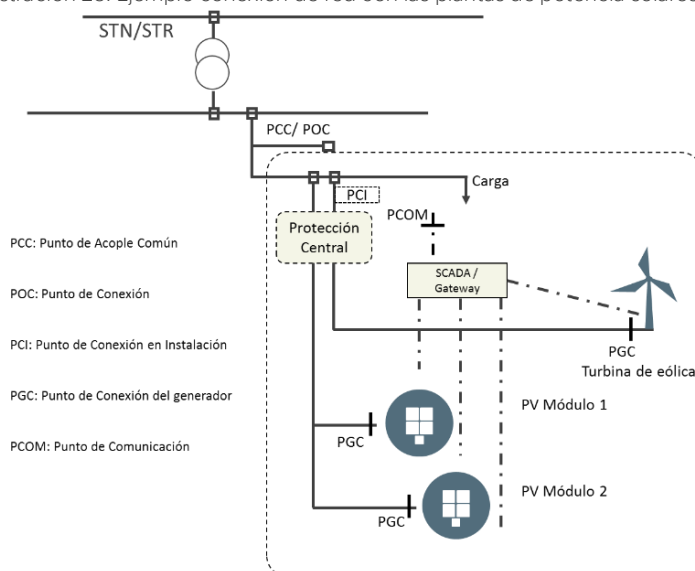
9. **Controlador de Planta FV:** Es un conjunto de funciones que hacen posible controlar una planta fotovoltaica como una planta única en el punto de conexión, en un único sistema de comunicación. En el caso que la comunicación sea interrumpida, el sistema funcionará a través de los ajustes de seguridad.

Ilustración 27. Ejemplo conexión de red con las plantas de potencia eólicas



Fuente: (Energinet.dk, 2016)

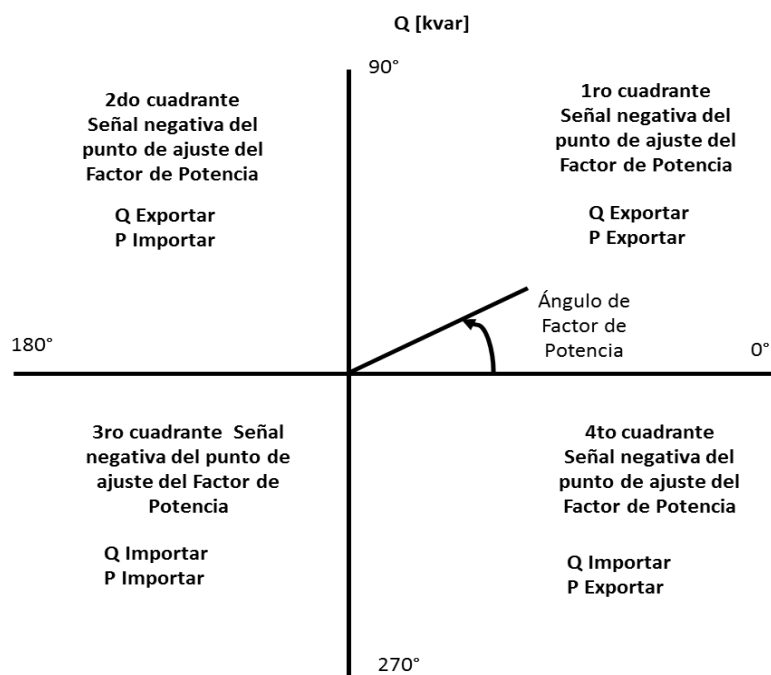
Ilustración 28. Ejemplo conexión de red con las plantas de potencia solares FV



Fuente: (Energinet.dk, 2016)

Convención para potencia activa y reactiva: El signo para la potencia activa/reactiva indica el flujo desde el generador. El consumo de potencia es indicado por un signo negativo, mientras que la generación es indicada por un signo positivo. En el caso del factor de potencia, el signo es usado para determinar el cuadrante de operación, como se observa en la siguiente ilustración:

Ilustración 29. Definiciones de Signos para Potencia Activa y reactiva



Fuente: (Energinet.dk, 2016)

1. **Corriente de Corto Circuito (I_k):** Es la corriente máxima que una planta FV o eólica puede entregar al punto de conexión en el evento de un corto circuito en las terminales del sistema de generación.
2. **Corriente máxima (I_n):** Es la máxima corriente continua que una planta FV o eólica está diseñada a proveer bajo condiciones normales de operación.
3. **Curva de estatismo (Droop):** Es una curva o trayectoria que debe seguir una función de control.
4. **Distorsiones Armónicas:** Son definidas como corriente y voltajes con frecuencias diferentes a la fundamental.
5. **Factor de Potencia (PF):** El factor de potencia ($\cos \phi$), para un sistema AC indica la razón entre la potencia activa P y la potencia aparente S, donde $P = S \cdot \cos \phi$. Asimismo, la potencia reactiva se define como $Q = S \cdot \sin \phi$. El ángulo entre la corriente y el voltaje es denotado por ϕ .
6. **Flicker:** Es una percepción visual de parpadeo de luz causada por fluctuaciones de voltaje. Los flickers ocurren si la luminosidad o la distribución espectral de la luz fluctúa respecto al tiempo. El fenómeno de *flicker* puede causar problemas para visualizarlo por el ojo humano bajo cierta intensidad. El Flicker está medido como se describe en IEC 61000-4-15.

7. **Fluctuación de Voltaje:** Corresponde a una serie de cambios súbitos de voltaje o una variación periódica del Voltaje RMS (Root-Mean-Square).
8. **Generación Normal:** Es el valor o rango de potencia entregada por la turbina eólica o el parque solar, determinado por el fabricante, indicando el rango de voltaje/frecuencia, según sus parámetros.
9. **LVRT (Low Voltage Ride Through):** La capacidad de mantenerse conectado por debajo del límite más bajo de voltaje durante fallas, para minimizar la propagación de la caída de voltaje a través de sobrecorrientes. Por ejemplo, durante las fallas de red, como los cortocircuitos, el voltaje alcanza una fracción de su valor normal antes de que se despeje la falla. La habilidad de los generadores convencionales y los nuevos con FRNC de permanecer conectados a la red durante tales perturbaciones se conoce como fault ride through (FRT).
10. **Máxima velocidad de viento:** es la velocidad de viento en la cual una turbina eólica alcanza su máxima potencia, ver IEC 60050-415-03-04.
11. **Planta Eólica:** Es una o varias turbinas eólicas con una potencia nominal superior a 1 MW, las cuales están conectadas al STN, STR o SDL, en un único punto de conexión. Incluye todos los equipos auxiliares y las instalaciones físicas de toda la planta, por tanto, los requerimientos mínimos aplican para todo el sistema en conjunto.
12. **Planta FV:** Consiste en uno o más paneles de generación fotovoltaica con una capacidad total mayor o igual a 11 kW conectada al STN, STR o SDL en un único punto de conexión. Incluye todos los equipos auxiliares y las instalaciones físicas de toda la planta, por tal razón, ésta debe cumplir con los requerimientos mínimos especificados en este documento.
13. **Potencia de Corto Circuito (Sk):** Es el nivel de potencia de corto circuito trifásico en el punto de conexión.
14. **Potencia Máxima de Planta (Pn):** Es la máxima potencia activa que una planta PV o eólica está diseñada a proveer continuamente.
15. **Potencia Aparente Máxima de Planta (Sn):** Es la máxima potencia aparente, que consiste en ambas, activa y reactiva, que una planta PV o Eólica está diseñada a producir continuamente.
16. **Punto de Voltaje de Referencia:** Es un punto de medición usado para el control de voltaje. El voltaje de referencia puede ser incluso el punto de conexión, el punto de acople común o un punto intermedio.
17. **Razón de Corto Circuito (SCR):** Es la proporción entre la potencia de corto circuito, Sk, en el punto de conexión y la Potencia nominal aparente de la planta, Sn.

18. **Restricción de Delta de Potencia:** Es una función que controla la potencia activa con un set point de desviación (delta) definido entre la potencia actual y la potencial variación.
19. **Restricción de Potencia Absoluta:** Corresponde al máximo valor de potencia activa y el nivel de margen de tolerancia para el punto de ajuste del equipo, como una restricción de potencia absoluta.
20. **Restricción de Rampa:** Una restricción de rampa controla el intervalo de incremento o reducción de potencia activa en una unidad o grupo de unidades sobre un intervalo de tiempo.
21. **Tensión Nominal (U_n):** Es la tensión (voltaje) nominal en el punto de conexión de la planta o unidad, dado que el voltaje es medido entre fase y fase. Desde el punto de vista de la turbina eólica es el voltaje en los terminales de la turbina o de la conexión del grupo de turbinas.
22. **Tensión Normal de Operación (U_c):** Es la tensión (voltaje) o rango de tensión normal determinado por el fabricante, dentro del cual una unidad de generación debe ser capaz de generar continuamente, según sus parámetros.
23. **Unidad de generación de viento:** Para efectos de este capítulo, es la mínima granularidad de equipo de generación permitida para una turbina de viento conectada directa o indirectamente al STN, STR o SDL. Esta unidad convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Ver IEC 60050-415-01-02.
24. **Variación de Frecuencia en función del tiempo (df/dt):** El cambio o variación de frecuencia, df/dt , es la razón en la cambia la frecuencia del sistema en unidades de Hz/ms.

6.3 Criterios para establecer capacidades técnicas del equipamiento de plantas

6.3.1 Tipos de Capacidades Técnicas Requeridas

Las capacidades técnicas que pueden ser exigibles están asociadas a la entrada en operación, durante la operación normal o durante la operación en un evento de falla. Los desarrolladores de proyectos deben conocer de antemano las capacidades técnicas que requieren los equipos antes de la planeación, adquisición y construcción de los proyectos para poder realizar la evaluación adecuada de la oferta de los fabricantes, hacer una valoración adecuada de los costos de los equipos y estimar los riesgos a los que están sujetos durante la operación, dependiendo del punto de conexión.

Las capacidades técnicas que pueden ser exigibles se clasifican dentro de las siguientes categorías:

1. Controles y protecciones de fábrica o con equipos complementarios
2. Calidad de la potencia entregada, basados en datos de fábrica y evaluadas a través de pruebas previas a la conexión
3. Intercambio de datos de medición y de información operativa previo a la operación, en tiempo real y expost.
4. Documentación requerida y Estudios de conexión

6.3.2 Principales referentes Internacionales

Los requerimientos técnicos normalmente están contenidos en los códigos de conexión como un conjunto de condiciones operativas de protección para la continuidad y confiabilidad de cada sistema o grupo de sistemas de potencia. Si bien, cada sistema tiene criterios propios para definir los límites de tolerancia de las variables operativas de las FNCER, la experiencia de Estados Unidos y los mercados europeos, han llegado a establecer consenso en los criterios principales para la integración de los sistemas de generación con FNCER.

En el caso de Estados Unidos, el mercado de California (CAISO) es el líder en la incorporación de generadores con FNCER, principalmente fotovoltaica, por tanto, es el principal referente respecto a los criterios para la conexión y operación de este tipo de tecnología, a nivel mundial. En el caso de Europa, Dinamarca (Energinet) es el país con mayor penetración de energía eólica (35% de la capacidad instalada) y se encuentra integrado con prácticamente toda Europa a través de Alemania, Noruega y Suecia. A nivel operativo, Dinamarca presenta la generación por seguridad más alta de Europa (99% en 2015)³¹ y debido a su integración con Nordpool, ha mantenido a la vanguardia su código de conexión en requerimientos técnicos apropiados para evitar altos sobrecostos en energía y garantizar una alta penetración futura de FNCER (50% de la capacidad en 2020).

Con el objetivo de desarrollar un estudio más completo, se incluye como referencia la revisión de los requerimientos de conexión de generadores para FNCER de varios países latinoamericanos con menor penetración, pero con alto grado de avance tecnológico.

6.3.3 Generación a Pequeña Escala

La revisión de las capacidades técnicas y sistemas de medición se ha trabajado en pequeña y gran escala, de manera referenciada, debido al impacto de cada una. Mientras la segunda puede causar apagones totales en todo un sistema, la primera tiene riesgos de menor alcance a nivel de distribución.

Por tanto, los requisitos de grandes generadores se diseñan con criterios evaluados por el operador del sistema, mientras que a pequeña escala se manejan estándares y normas técnicas adoptadas por la mayoría de los países.

³¹ Energinet.dk

Respecto a los estándares, la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) desarrolló su estándar IEEE1547 para proveer los requerimientos al interconectar recursos de generación, incluyendo FNCER, en sistemas de distribución. Este estándar fue acogido por el Departamento de Energía de Estados Unidos en 2005, y adoptado por la IEC como IEC/IEEE PAS 63547 (IEEE, 2011).

En el caso de Europa, CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) está trabajando para unificar un estándar de conexión de generación distribuida que reemplace el actual EN 50438 el cual es considerablemente menos detallado que su par de Estados Unidos, IEEE 1547.

En países fuera de Europa y Estados Unidos usualmente adaptan el estándar americano o las referencias dentro de sus normas técnicas.

Tabla 23. Características usuales en países con diferente penetración

Requerimiento	Alemania	Irlanda	Australia	Barbados	Filipinas
Capacidad eólica [MW]	38,000 (12/2014)	2138 (2014)	3,600 (01/2015)	0 (03/2015)	283 (2014)
Capacidad FV [MW]	38,000 (12/2014)	0 (2014)	3,440 (01/2015)	7.6 (03/2015)	23 (2014)
Capacidad versus mínima carga [%]	207%	128%	47%	9,30%	-
Carga Anual (TWh)	505 (2014)	29 (2014)	188 (2014)	0,968	77 (2014)
Porcentaje de carga anual [%] (IEA 2010)	19.56%	15.50%	7.50%	1.30%	0.22% (2014)
Calidad de Potencia (Flicker, armónicos y fluctuaciones de voltaje)	SI	SI	SI	SI	SI
Capacidad de Potencia reactiva: Factor de Potencia (PF) o Q en Porcentaje de Pn	Factor de Potencia desde -0.9 a +0.9	Si genera más de 12% Pn, entonces Q = +-33% de Pn, equivale a PF de 0.95	Q = 39.5% Pn	Factor de Potencia desde -0.9 a +0.9	Q = +-20% Pn
Frecuencia y Soporte del sistema	Curva F-P	Curva F-P Restricción de rampa	Curva F-P	No disponible	Restricción de Rampa en sobre-frecuencia
LVRT (Low Voltage Ride Through)	Estar conectado y proveer P y Q durante 0.15 segundos cuando Voltaje = 0% de Uref	Estar conectado y proveer P y Q durante 0.625 segundos cuando Voltaje = 15% de Uref	Estar conectado 0.430 segundos cuando y proveer P 0.1 segundos después de falla y Q durante falla	No disponible	Eólicas deben Estar conectado durante 0.625 segundos cuando Voltaje = 20% de Uref; Q y P 0.15 segundos después; FV 0.15 segundos en OV y 0.625 en 30% de Uref
Comunicación Remota	Instrucciones de doble vía, pueden incluir potencia activa, set points, y arranque y Parada	Instrucciones de doble vía, set points de potencia activa, control de frecuencia y voltaje	Instrucciones de doble vía; Plantas grandes deben utilizar los set points para reducir P y reportar una gran variedad de estatus de información	Two-way ; reportar una gran variedad de estatus de información; señales de mando de interruptores, potencia activa y voltaje	Instrucciones de doble vía, pueden incluir potencia activa, set points, y arranque y Parada

Fuente: Elaboración propia

6.4 Controles y Protecciones

La aplicación de los criterios operativos es establecida dependiendo del impacto de la violación de las tolerancias y del estado operativo (normal o en falla) del sistema. Los criterios se establecen para cumplir con condiciones deseables de todo el sistema, y en el nodo de conexión, condicionando la operación de la planta tanto en modo preventivo como correctivo. Para alcanzar o mantener estos valores deseables de operación, hemos clasificado las funciones de control que permitirán ajustar la planta a los requerimientos de frecuencia y voltaje del sistema colombiano. La prioridad de aplicación de las funciones de protección y control son las siguientes:

1. Funciones de Protección de la planta
2. Funciones de Protección del Sistema
3. Funciones de control de la frecuencia
4. Funciones restrictivas de la operación

La siguiente tabla especifica los requerimientos de tipo control o protecciones para cuatro tipos de plantas de generación con FNCER:

Tabla 24. Requerimientos de control exigibles a plantas solares y eólicas

Funciones de Control Requeridas		Eólicas			Solar		
Tipo de Control	Categoría /Variable	< 1MW	<= 20 MW	> 20MW	< 1MW	<= 20 MW	>20MW
Protecciones de Planta	Sobrevoltaje	X	X	X	X	X	X
	Bajo Voltaje	X	X	X	X	X	X
	Sobre Frecuencia	X	X	X	X	X	X
	Baja Frecuencia	X	X	X	X	X	X
	Cambio de Frecuencia	X	X	X	X	X	X
Protecciones del Sistema	Potencia activa entregada	-	X	X	-	-	X
Control de Frecuencia	Respuesta de Frecuencia Primaria	-	-	X	X	X	X
	Control de Frecuencia Secundaria	-	-	X	-	X	X
Funciones de Restricción	Restricción de potencia absoluta	X	X	X	X	X	X
	Restricción de delta de potencia	-	-	X	-	X	X
	Restricción de Tasa de Rampa	X	X	X	X	X	X
	Control de Reactiva	X	X	X	X	X	X
	Control de Factor de Potencia	X	X	X	X	X	X
	Control automático de factor de Potencia	-	-	-	X	-	-
	Control de Voltaje	-	-	X	-	X	X

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

6.4.1 Funciones de Protección de la planta

El propósito de las funciones de protección de la central FV o eólica es proteger la planta y mantener el sistema estable. El representante de la planta es el responsable de asegurar el dimensionamiento y equipamiento adecuado de las funciones de protección.

Las plantas eólicas o FV después de desconectarse a causa de una falla, deberán volver a conectarse automáticamente antes de que transcurran tres minutos después de que la tensión y la frecuencia estén nuevamente dentro de las condiciones normales de funcionamiento.

Las funciones de protección con los ajustes de funcionamiento asociados y el tiempo de disparo deben ser como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 25. Parámetros de Ajustes de Protecciones Sugeridos para plantas FV y Eólicas

Función protecciones	Símbolo	Ajuste		Tiempo		Valor
Sobrevoltaje (paso 3)	$U_{\gg}$	$1.20 \times U_n$	V	0...100	ms	100 ms
Sobrevoltaje (paso 2)	$U_{\gg}$	$1.15 \times U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Sobrevoltaje (paso 1)	$U_{>}$	$1.10 \times U_n$	V	60	s	60 s
Bajo voltaje (paso 1)	$U_{<}$	$0.90 \times U_n$	V	10...60	s	10 s
Sobre-frecuencia	$f_{>}$	62	Hz	200	ms	200 ms
Baja frecuencia	$f_{<}$	57	Hz	200	ms	200 ms
Cambio de Frecuencia	df/dt	± 2.5	Hz/s	50...100	ms	80 ms

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

Se supone que el voltaje nominal de la planta (U_n) se determina en el lado de baja tensión del transformador de planta. Para transformadores de tres devanados, es la tensión nominal para el devanado de baja tensión a la que está conectada la unidad generadora de electricidad. Si se mide la tensión en el lado de alta tensión, el valor de ajuste se debe determinar convirtiendo la tensión nominal en el lado de baja tensión, al lado de alta tensión del transformador de planta.

6.4.2 Funciones de Protección del Sistema

Una central eólica o FV debe estar equipada con una protección de sistema, una función de control que debe ser capaz de regular muy rápidamente la potencia activa suministrada por una planta a uno o más puntos de ajuste predefinidos basados en una orden de regulación descendente. La planta debe tener a las menos cinco opciones configurables de paso de regulación diferentes.

Se recomiendan los siguientes pasos de regulación como valores predeterminados:

Tabla 26. Pasos de regulación de Potencia activa en protecciones

Pasos	Eólica	Solar
Paso 1	$\leq 70 \% P_n$	$\leq 70 \% P_n$
Paso 2	$\leq 50 \% P_n$	$\leq 50 \% P_n$
Paso 3	$\leq 40 \% P_n$	$\leq 40 \% P_n$
Paso 4	$\leq 25 \% P_n$	$\leq 10 \% P_n$
Paso 5	$= 0 \% P_n$	$= 0 \% P_n$

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

La regulación debe iniciarse dentro de un segundo y completarse a más tardar 10 segundos después de recibir una orden de regulación descendente.

6.4.3 Funciones de control de la frecuencia

En el caso de desviaciones de frecuencia del sistema de potencia, la planta FV o eólica debe contribuir a la estabilidad de la red reduciendo automáticamente la potencia activa. Esto se conoce como respuesta de frecuencia, y en la Tabla 29 se encuentran los parámetros exigidos para este.

Tabla 27. Parámetros exigibles para la Frecuencia de Respuesta

Parámetro	Valor
Frecuencia de Respuesta Estándar f_R	60.20 Hz
Rango de Frecuencia f_R	60.00-62.00 Hz
Rango de Regulación de caída	2-12% P _n
Valor estándar de caída	4%P _n
Set point para Frecuencia	60.00 Hz

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

Por otro lado, una planta solar o eólica debe ser capaz de proporcionar un control de frecuencia o droop para preservar la frecuencia de red (60.00 Hz). En este contexto, el “droop” es el cambio en la potencia activa en función de la frecuencia del sistema. En adición, el “droop” se indica como un porcentaje de la producción nominal de la planta. La siguiente tabla presenta los valores de precisión y desviación recomendados para la curva droop.

Tabla 28. Parámetros de pasos de Frecuencia

Medidas de frecuencia	Valor
Precisión	± 10 mHz
Desviación	± 5 mHz

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

6.4.4 Funciones de Restricciones operativas

Una planta de energía eólica o solar debe estar equipada con funciones de restricción, es decir funciones de control de potencia activa suplementarias. Asimismo, las funciones de restricción se utilizan para evitar inestabilidad o sobrecarga en el sistema en situaciones de falla o similares.

Los parámetros se pueden cambiar remotamente a través de la comunicación de las señales con el operador. Los tiempos de transición de inicio y fin del cambio de parámetro se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 29. Parámetros para las funciones restrictivas de operación

Restricción de Potencia Absoluta	Eólica(seg)	Solar (seg)
Tiempo Inicio Cambio Parámetro	2	2
Tiempo Final Cambio Parámetro	10 ⁽³²⁾	10

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

³² Excepto para el parámetro de control de potencia reactiva (Control Q), que podría ser de 30 Segundos

Los parámetros de las funciones de restricción requeridas se especifican en las subsecciones siguientes.

6.4.4.1 Capacidad de Restricción de Potencia Absoluta

Una restricción de potencia absoluta se utiliza para limitar la potencia activa de una planta de energía a un límite de potencia máximo definido en el punto de conexión. Esta restricción se utiliza principalmente para proteger el sistema contra la sobrecarga en situaciones críticas.

6.4.4.2 Capacidad de Restricción de Potencia Delta (spinning reserve)

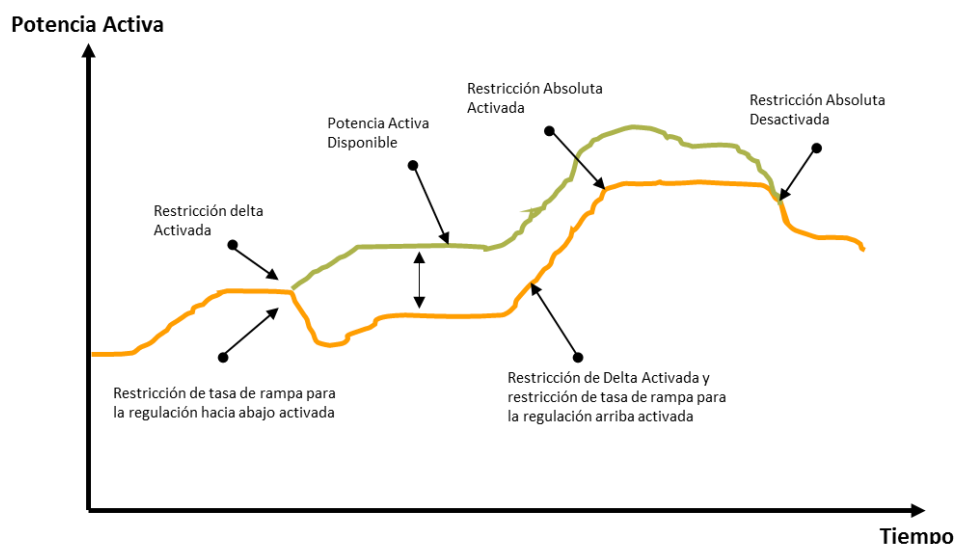
La restricción de potencia delta se utiliza para limitar la potencia activa de una planta de energía a un valor constante requerido en proporción a la potencia activa máxima. Además, esta restricción se usa típicamente para establecer una reserva de regulación para propósitos de regulación hacia arriba en el control de frecuencia.

6.4.4.3 Capacidad de Restricción de Tasa de Rampa

La restricción de tasa de rampa se utiliza para limitar la velocidad mediante la cual se puede cambiar la potencia activa en diferentes valores de energía primaria de entrada, por ejemplo, cambio de velocidad de viento para eólicas o cambios de eventos de potencia para una planta FV. Normalmente, se utiliza una restricción de tasa de rampa por razones de funcionamiento del sistema para evitar que los cambios en la potencia activa afecten negativamente a la estabilidad del sistema de potencia.

La Ilustración 30 muestra una descripción general de las funciones de restricción de potencia activa.

Ilustración 30. Dibujo de funciones de restricción para potencia activa



Fuente: (Energinet.dk, 2016)

6.4.4.4 Capacidades de control de potencia Reactiva y Voltaje

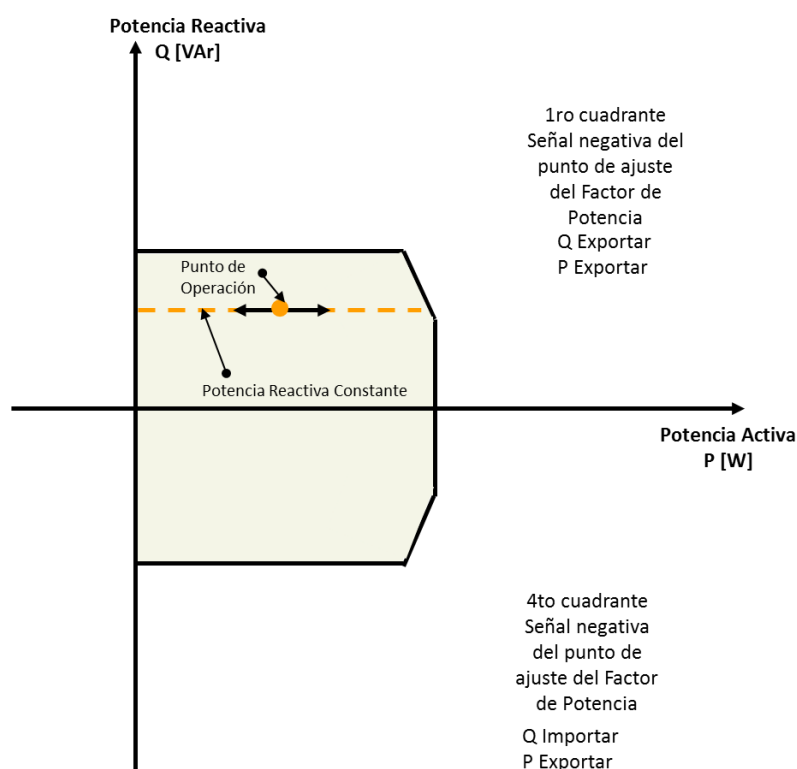
En una planta eólica o solar FV debe estar equipada con funciones de potencia reactiva y de control de voltaje capaces de controlar la potencia reactiva suministrada por una planta en el Punto de Conexión y con una función de control capaz de controlar el voltaje en el punto de referencia de tensión mediante órdenes de activación que contengan puntos de ajuste para los parámetros especificados.

Las funciones de control para el suministro de una potencia reactiva específica (Q), factor de potencia y control de voltaje son mutuamente excluyentes, lo que significa que sólo se puede activar una de las tres funciones a la vez.

6.4.4.5 Capacidades de Control de Reactiva (Control Q)

La función de Control Q mantiene la potencia reactiva independientemente de la potencia activa en el punto de conexión. Esta función de control se muestra como una línea horizontal y los parámetros requeridos para el cambio de ajuste de Q para cada tipo de planta, en la figura y tabla siguiente:

Ilustración 31. Funciones de control de potencia reactiva para una central eólica o solar FV, control Q.



Fuente: (Energinet.dk, 2016)

Tabla 30. Parámetros para el cambio de punto de control Q

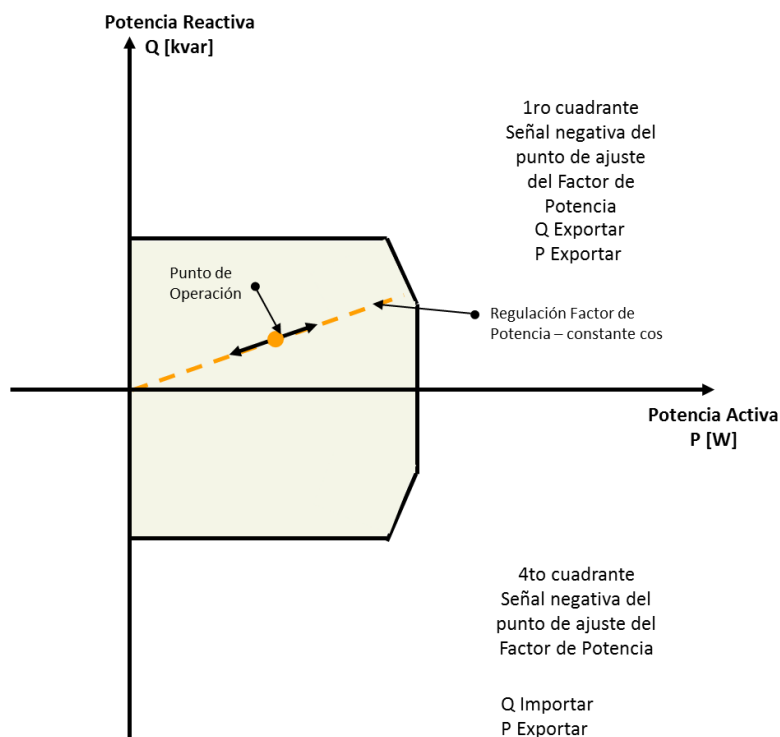
Parámetro	Eólico	Solar
Precisión de Q (set point)	1 kVAr	0.1 kVAr

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

6.4.4.6 Control Factor de Potencia

El control del factor de potencia controla la potencia reactiva proporcionalmente a la potencia activa en el punto de conexión, que se muestra una línea con un gradiente constante en la figura.

Ilustración 32. Funciones de control de potencia reactiva para una central eólica o solar FV, Control del Factor de Potencia



Fuente: (Energinet.dk, 2016)

Para el cambio del punto de ajuste del factor de potencia se encuentran los parámetros para cada tipo de planta en la tabla siguiente.

Tabla 31. Parámetros para el cambio del factor de potencia

	Eólico	Solar
Punto de ajuste del factor de potencia con resolución	0.01	0.01
Tiempo Inicio Cambio Parámetro	2 seg	2 seg
Tiempo Final Cambio Parámetro	30 seg	10 seg

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

Para la función de control, la precisión de una operación de control completada durante un período de 1 minuto no puede desviarse en más del 2% de Q_n .

6.4.4.7 Control de Voltaje

La función de control de voltaje estabiliza la tensión en el punto de referencia de voltaje. El control de voltaje debe tener un rango de ajuste para voltaje mínimo a máximo según se indica en la Tabla siguiente, con una precisión del 0.5% o más del voltaje nominal.

Tabla 32. Definición de niveles de voltajes

Descripción Nivel de Voltaje	Voltaje Nominal Un [kV]	Voltaje Mínimo Umin [kV]	Voltaje Máximo Umax [kV]
Voltaje Extra Alto (EH)	500	420	520
	220	-	245
Voltaje Alto (HV)	150	135	170
	132	119	145
	60	54.0	72.5
	50	45.0	60.0
Voltaje Medio (MV)	33	30.0	36.0
	30	27.0	36.0
	20	18.0	24.0
	15	13.5	17.5
	10	9.00	12.0
Voltaje Bajo (LV)	0.69	0.62	0.76
	0.40	0.36	0.44

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

Para la función de control de voltaje, la precisión de una operación de control completada durante un período de 1 minuto no puede desviarse en más del 2% de Q_n .

La planta de energía eólica o solar FV individual debe ser capaz de realizar el control dentro de su rango dinámico y límites de voltaje con la inclinación configurada.

6.5 Capacidades de Medición e Información

Las Centrales eólicas y FV deberán contratar, instalar, poner en servicio y mantener por su cuenta, un canal de comunicación dedicado para voz y datos, principal y otro de respaldo incluyendo los equipos de comunicación, programas (Hardware, Software) e interfaces necesarias, desde el Sistema de Control de la planta hacia el sistema SCADA y con la sala de control del Centro Nacional de Despacho (CND).

Los equipos de medición comercial y otros sistemas para la liquidación de operaciones del mercado deberán cumplir con lo indicado en el código de medida actual y con los requisitos actuales, pero con la capacidad de envío de información cada 5 minutos para el funcionamiento del futuro mercado intradiario y la implantación de sistemas de información de precios en tiempo real.

Respecto a la información requerida por el CND, se definirá de acuerdo con las especificaciones y protocolos para monitoreo, medición y control de la operación en condiciones Normales y de Emergencia. Los equipos de medición deben registrar y transmitir al SCADA de tiempo real y/o servidor de datos del CND las variables especificadas más adelante.

La información de medidas para plantas eólicas o FV debe ser referida en cuanto a agrupación y modelación, con lo especificado en el estándar IEC 61400-25. La información intercambiada debe ser intercambiada con el protocolo especificado en IEC 61400-25-4 y IEC 60870-5-104.

Se sugiere que el operador del Sistema pueda solicitar datos de medición recopilada en operación normal y en falla para la planta eólica o solar con hasta tres meses de anticipación.

El listado de señales que se recomiendan enviar en la operación para las plantas de mayor tamaño son las siguientes:

Tabla 33. Señales requeridas desde las plantas Fv y Eólicas a la operación

Descripción de Señales
Cambio de estado del engranaje en el <i>Punto de Conexión</i>
Potencia Activa kW- medida en el <i>Punto de Conexión</i>
Control de potencia activa – <i>Restricción tasa de Rampa</i>
Control de potencia activa – tasa de rampa para regulación ascendente de la potencia activa
Control de potencia activa – tasa de rampa para regulación descendente de la potencia activa
Control de potencia activa – <i>Restricción de potencia absoluta</i>
Control de potencia activa – Potencia máxima activa deseada
Control de potencia activa – <i>Restricción de potencia delta</i>
Control de potencia activa – Reserva reglamentaria deseada – P_{Δ}
Potencia Reactiva MVar – medida en el <i>Punto de Conexión</i>
Factor de potencia – Calculado sobre la base de las mediciones en el <i>Punto de Conexión</i>
<i>Punto fijo del factor de potencia – Factor de potencia deseado en el punto de conexión</i>
Control de potencia reactiva – activado/desactivado
Control de potencia activa – Factor de potencia reactiva en el <i>Punto de Conexión</i>
Voltaje – medida de voltaje en el <i>punto de referencia de voltaje</i>
<i>Control de Voltaje</i> – activado/desactivado
<i>Control de Voltaje</i> – medida de voltaje en el <i>Punto de Conexión</i>
<i>Control de Voltaje – Control de voltaje droop</i>
<i>Control de Voltaje</i> – Voltaje deseada en el <i>punto de referencia de voltaje</i>
<i>Frecuencia de respuesta – droop</i> para la regulación descendente de f_R
<i>Frecuencia de respuesta</i> – frecuencia inicial <i>para frecuencia de respuesta</i>
<i>Control de frecuencia</i> – medida de frecuencia en el <i>Punto de Conexión</i>
<i>Control de frecuencia</i> – activado/desactivado
Frecuencia de referencia – frecuencia deseada in PCC– f_{ref}
<i>Control de frecuencia</i> – límite de control – bajo – f_{min}
<i>Control de frecuencia</i> – límite de control – alto – f_{max}
<i>Control de frecuencia</i> – frecuencia inicial para la banda de frecuencia y <i>frecuencia de</i>

<i>respuesta- f₁</i>
<i>Control de frecuencia – frecuencia inicial para la banda muerta – f₂</i>
<i>Control de frecuencia – frecuencia final para la banda de muerta – f₃</i>
<i>Control de frecuencia – frecuencia final para la banda de control – f₄</i>
<i>Control de frecuencia – frecuencia final para el control hasta f₅</i>
<i>Control de frecuencia – frecuencia final para el control hasta f₆</i>
<i>Control de frecuencia – droop 1 para control desde f₁ hasta f₂</i>
<i>Control de frecuencia – droop 2 para control desde f₃ hasta f₄</i>
<i>Control de frecuencia – droop 3 para control desde f₄ hasta f₅</i>
<i>Control de frecuencia – droop 4 para control desde f₅ hasta f₆</i>
<i>Control de frecuencia – Límite de frecuencia para reconexión – f₇</i>
Protección del Sistema
Señal de parada
Señal de retención – 'Released for star-'
Protección de sobrevelocidad – activado/desactivado

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

6.6 Requisitos en documentación y estudios de conexión

La documentación requerida para ser presentada por parte de las diferentes categorías de plantas se indica en la siguiente tabla.

Tabla 34 Requisitos de documentación para categorías de plantas

Tipo Planta	Eólicas			Solar		
	< 1MW	<= 20 MW	> 20MW	< 1MW	<= 20 MW	>20MW
Documentación						
Funciones de Protección	X	X	X	X	X	X
Representación Unifilar	X	X	X	X	X	X
Calidad de Potencia	X	X	X	X	X	X
Caída (Dip) del Voltaje	X	X	X		X	X
Diagrama PG		X	X		X	X
Lista de Señales		X	X		X	X
Modelo de Simulación Dinámica	X	X	X		X	X

Fuente: (Energinet.dk, 2016)

La validación de esta información debe estar soportada por estudios específicos que permitan validar los parámetros indicados anteriormente.

1. Análisis de estado estacionario: Se analiza el impacto en estado estacionario que tiene sobre el sistema la entrada del generador bajo diferentes escenarios
2. Estudio de Estabilidad Dinámica: Se simula el comportamiento de la planta en modo de falla analizando la frecuencia y el voltaje del sistema y el punto de conexión, respectivamente, considerando el modelo dinámico de la planta.
3. Estudio de Armónicos: Se analizan los armónicos que puede introducir la planta al sistema a través de análisis de onda sinusoidales de tensión, de acuerdo con la norma, norma IEEE 519 de 2014.

4. Análisis de Pequeña Señal o Modal: Los estudios de pequeña señal permiten identificar los modos de oscilación para todo un conjunto de perturbaciones pequeñas, para reconocer los modos de oscilación de un sistema e identificar aquellos inestables o de bajo amortiguamiento.
5. Análisis del parpadeo: el estudio busca encontrar los niveles de parpadeo (flicker) presentes en la tensión de la planta.
6. Análisis de Cortocircuito: permite analizar la respuesta de la planta y de los elementos complementarios ante eventos de cortocircuito en diferentes puntos del sistema.

6.7 Síntesis de Requerimientos Técnicos para el sistema colombiano

Las recomendaciones para los requisitos técnicos requieren anticipar el futuro de la penetración de FNCER. Por ejemplo, en el escenario de alta penetración de FNCER³³ en Colombia, la generación acumulada con FNCER alcanza un 37.7%, de la generación anual y puede llegar a una generación mayor o igual al 45% de la potencia mínima.

Esta alta penetración requerirá de las características de control más exigentes, mencionadas en las secciones anteriores, por lo cual, el nuevo código de operación debe estar preparado para que, de manera estable, favorezca un ambiente de inversión en generación de FNCER, sin cambios en las condiciones de entrada.

Por otro lado, en el escenario de baja penetración, si los requisitos son demasiado exigentes, podrían constituir una barrera adicional para la instalación y entrada en operación de FNCER al sistema.

En Colombia, en condiciones de alta generación hidráulica han sido identificados armónicos de baja frecuencia que han llegado a representar un riesgo para la operación del sistema que ha requerido de ajustes en los controles de las plantas y ha exigido nuevas restricciones operativas. Este factor, es de importancia para los requerimientos técnicos en escenarios de alta penetración de FNCER al sistema colombiano, debido a que no es común en otros sistemas de potencia.

En este contexto, la síntesis de requerimientos está condicionada al nivel de penetración y a las características del sistema esperado en los próximos años, como se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 35. Síntesis de Requisitos por Escenario

Escenario de Penetración	Requisitos mínimos
Todos	Funciones de Protección de la planta y del sistema.
Medio	Los anteriores y Capacidades de Medición, Información y comunicación, Control de Factor de Potencia o de Potencia Reactiva, Control de Potencia Absoluta.
Alto	Los anteriores y Funciones de Control de la Frecuencia, LVRT, Medición de Armónicos y modelos de simulación

Fuente: Elaboración Propia.

³³ Ver Capítulo 8 de Escenarios de penetración de FNCER

A photograph of a wind farm with several white wind turbines on a lush green hill. The sky is bright blue with scattered white clouds. The turbines have three blades each, with the tips painted in a light teal color. A semi-transparent white rectangular box is overlaid on the right side of the image, containing the title text.

7. Análisis de las políticas actuales de promoción de las FNCER

7

Desde inicios de este siglo Colombia comenzó a direccionar su política energética hacia el uso eficiente de la energía y la promoción de las fuentes de energía renovables no convencionales. Con la adopción de la Ley 697 de 2001, o Ley del PROURE, y decretos posteriores se estableció un primer marco legal para este tema, con esquemas de incentivo y un programa articulado para definir estrategias y estructurar proyectos relacionados con el uso racional de la energía y el aprovechamiento de fuentes alternativas.

De las políticas más recientes, la ley 1715 de 2014, ha regulado la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Esta ley promueve la inversión en producción de energía limpia y la penetración de las FNCER en el mercado energético nacional, contempla nuevos incentivos financieros, y dirige a las autoridades competentes para que desarrollen la regulación técnica y económica que elimine barreras para la integración de las energías renovables no convencionales.

Por su parte, las leyes 142 y 143 de 1994 sentaron las bases para la prestación del servicio público de energía eléctrica y el funcionamiento de un mercado competitivo de energía, propendiendo por el manejo eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país. En general, la ley 697 de 2001 y la ley 1715 de 2014 se expidieron en armonía con las leyes 142 y 143 de 1994, con un enfoque de eficiencia y competitividad en el abastecimiento de energía, utilizando instrumentos fiscales y de financiación junto con desarrollos regulatorios para incentivar una mayor participación de las FNCER.

Adicionalmente las políticas de desarrollo sostenible y protección ambiental han contribuido a que el país proponga estrategias de crecimiento verde como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, alineada con las políticas de la OCDE, y haya asumido compromisos internacionales de alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) de la ONU y de contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el marco del Acuerdo de París sobre cambio climático, adoptado en la COP21. El cumplimiento de estas políticas y compromisos se apoyan necesariamente, entre otras acciones, en un mayor uso de las energías renovables y una gestión eficiente de los recursos energéticos.

En este capítulo se describen y analizan las políticas actuales de fomento e incentivo al uso de las FNCER en Colombia, desde el punto de vista energético, ambiental y de desarrollo sostenible, en particular lo indicado en la Ley 1715 y sus decretos reglamentarios. Adicionalmente se plantean algunas medidas adicionales que podrían contribuir a acelerar la entrada de estas FNCER al país, advirtiendo que, desde el punto de vista normativo, la Ley 1715 es lo suficientemente amplia para fomentar el desarrollo de proyectos de FNCER. Lo que es necesario es avanzar en la reglamentación y regulación de aspectos que den mayor certidumbre y faciliten las inversiones en proyectos de FNCER. De hecho, es importante señalar que hay aspectos de la Ley que aún no han sido reglamentados y otros que deberán tener un mayor desarrollo para que tengan efectos concretos en la integración de las FNCER en el sector energético.

La siguiente ilustración se muestra un panorama resumido de las principales políticas que se han establecido para incentivar el uso de FNCER.

Ilustración 33. Listado de políticas actuales para la promoción de FNCER



Fuente: Elaboración Propia.

7.1 Política Energética

La política energética nacional en materia de generación con fuentes de energía renovables no convencionales se fundamenta en primera instancia en el marco legal establecido por las leyes 142 (de servicios públicos) y 143 (del servicio eléctrico) de 1994, la ley 697 de 2001, la ley 1665 de 2013 y la ley 1715 de 2014. Dicho marco ha sido reglamentado y desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en cumplimiento de sus funciones. Otras leyes de orden tributario también han definido incentivos para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales.

7.1.1 Marco Legal y Planes

La ley 142 de 1994 establece las bases para la prestación de servicios públicos en el país, incluyendo el de energía eléctrica, mientras que la ley 143 de 1994 define el régimen de actividades del sector eléctrico conducentes a la prestación del servicio a sus usuarios. La ley 143 permite la participación de distintos agentes económicos, promueve la libre competencia y propende por la incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de actividades del sector.

Esta ley define como principios que rigen el mercado energético del país los de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. Adicionalmente su artículo 2º establece que el MME *“definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios”*.

a) Ley del URE y estímulos fiscales

En 1995 comenzó a operar el Mercado de Energía Mayorista en Colombia, pero hasta 2001 con la expedición de la ley 697 se declara el uso racional y eficiente de la energía (URE) de interés social y conveniencia nacional. Esta ley junto con sus Decretos reglamentarios 3683 de 2003, 0139 de 2005, 2501 de 2007 y 3450 de 2008, fija y regula el régimen para el fomento del URE y para promover la utilización de energías alternativas. En el marco de dicha ley, el URE es elemento fundamental para promover el uso de energías no convencionales de manera sostenible, entre otros objetivos, siendo responsabilidad del Estado desarrollar la estructura necesaria para la realización de proyectos concretos en esta materia.

El artículo 4º de la ley 697 designa al MME como entidad responsable de los programas de URE, con el fin de promover el uso de energías no convencionales, y el artículo 9º establece que el Ministerio debe formular los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía. Dichas fuentes comprenden la energía solar, la energía eólica, la geotérmica, de biomasa y pequeña centrales hidroeléctricas (PCH) que no superen los 10 MW.

Por la misma época, se expidió la ley de orden fiscal 788 de 2002, con incentivos tributarios a proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto que fue suscrito y ratificado por Colombia. El artículo 18º de esta ley establece una exención al impuesto de renta y complementarios la venta de energía eléctrica generada por recursos eólicos, biomasa o recursos agrícolas, realizadas por empresas generadoras, por un término de 15 años (Artículo 207-2 del Estatuto Tributario). Para calificar por la exención, se requiere obtener y vender certificados de emisión de CO₂ e invertir al menos 50% de esos recursos en obras de beneficio social en la región donde opere el generador. Adicionalmente el artículo 95º determina que la importación de maquinaria y equipos destinados a proyectos que generen certificados de reducción de GEI estará exenta de IVA (ET Artículo 428-i).

El Estatuto Tributario también contempla la deducción anual de la renta gravable del valor de las inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente, hasta por un 20% de la renta líquida (ET Artículo 158-2), y la exclusión del impuesto sobre las ventas IVA de equipos y elementos nacionales o importados que se destinen a sistemas de control y monitoreo para el cumplimiento de regulaciones y estándares ambientales (ET Artículo 424-5). Finalmente, los Decreto 2532 de 2001 y 3172 de 2003 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público especifica que los equipos, elementos y maquinarias destinados a proyectos de reducción en consumo de energía y/o eficiencia energética pueden ser certificados para la deducción de inversiones y la exclusión de IVA cuando corresponden al cumplimiento de metas ambientales concertadas entre el Ministerio de Medio Ambiente y el MME.

b) Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE)

La Ley 697 de 2001 creó el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía No Convencionales (PROURE), a cargo del MME, y estableció como estímulos la creación de incentivos de investigación, educación y reconocimiento público en este campo, y en general los que disponga el Gobierno Nacional como parte del PROURE. El Decreto reglamentario 3683 de 2006 desarrolló las anteriores disposiciones, y el Ministerio mediante la Resolución 18-0609 de 2006 definió los subprogramas que hacen parte del PROURE, incluyendo el fomento y desarrollo de proyectos con FNCE, de producción limpia y de ahorro y eficiencia energética.

Con el fin de desarrollar el PROURE, la Resolución MME 18-0919 de 2010 adoptó el Plan de Acción Indicativo 2010-2015, que contiene los objetivos, subprogramas y metas del mencionado Programa. El Plan incluyó la promoción de las formas de energía no convencionales como subprograma estratégico de carácter transversal, así como la gestión y el seguimiento de metas e indicadores del programa. En el artículo 7º de esta resolución se establece como referente inicial del Plan las siguientes metas de participación de las FNCE en el SIN: el 3.5% para 2015 y 6.5% para 2020. Estas metas comprendían un 1.5% de capacidad ya instalada (en

biomasa, PCH y eólica) y por tanto un crecimiento esperado del 2% a 5 años y de 5% a 10 años respectivamente. Estas metas son sujeto de revisión anual pudiendo ser actualizadas.

Discusión: Cumplimiento de las Metas del PAI 2010-2015

Las metas de participación del PAI para 2015 se cumplieron, pues la participación de la FNCE en la capacidad efectiva neta del sistema fue del 4.3%, principalmente por el aporte de las PCH con 3.7% y de la cogeneración con biomasa del 0.5%. A octubre de 2017, la participación de la FNCE alcanzó el 5.4%, nuevamente impulsada por las PCH que aportan el 4.7%. En este sentido, parece factible que se alcance a cumplir la meta del 2020. Debe señalarse que las metas del PAI del PROURE no eran ambiciosas, y se han alcanzado por la expansión natural del parque de generación en el mercado de energía, principalmente por PCH, ya que el plan no contaba con instrumentos específicos para incentivar las inversiones en FNCE.

Entre otras acciones previstas por el Plan Indicativo se cuenta el estudio del potencial de FNCE del país, el fortalecimiento institucional en esta área y concertar acciones para el cumplimiento de las metas establecidas. La vigencia del Plan Indicativo se prorrogó hasta el final del 2016 (Res. MME 41430/2015 y 40634/2016). El actual Plan de Acción Indicativo PROURE 2017-2022, que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, así como acciones y medidas sectoriales y estrategias base para el cumplimiento de las metas, se adoptó mediante Resolución MME 41286 de 2016.

Por su parte, las metas de ahorro y eficiencia energética del Plan Indicativo fueron adoptadas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) en la Resolución 0186 de 2012, con el propósito de otorgar los beneficios previstos en el estatuto tributario.

c) Ley de Energías Renovables

En general el PROURE tuvo un enfoque hacia el fomento de la eficiencia energética, el abastecimiento de ZNI y el desarrollo de capacidades en materia de FNCER, y no contaba con herramientas directas para promover el desarrollo de proyectos de generación con FNCER. Igualmente, los incentivos asociados al Mecanismos de Desarrollo Limpio tenían requisitos de difícil cumplimiento y/o un trámite administrativo dispendioso. Por consiguiente, sus resultados sobre el crecimiento de las FNCER fueron marginales. En ese sentido se vio la necesidad de contar con legislación que tuviera un mayor enfoque en la integración de la generación con fuentes renovables en el mercado de energía.

En primer lugar, la ley 1665 de 2013 aprobó el estatuto de la agencia internacional de energías renovables (IRENA por sus siglas en inglés), medida por la cual Colombia se vincula a esta entidad con el objetivo de contribuir en el desarrollo de las energías renovables en el país, especialmente a nivel de gestión del conocimiento. IRENA es una organización internacional de carácter intergubernamental, que actúa como plataforma de apoyo y cooperación internacional cumpliendo un papel de centro de

conocimiento sobre energías renovables. IRENA promueve la adopción y uso sostenible de toda forma de energía renovable.

Discusión: Constitución de la ley 1715

El hito más importante lo constituye la expedición de la ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las Energías Renovables No Convencionales al Sistema Energético Nacional”, que tiene por **objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable**, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, y en otros usos energéticos, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases y la seguridad del abastecimiento energético. Entre las finalidades de la Ley se encuentra establecer el marco legal e instrumentos necesarios para el aprovechamiento de las mencionadas fuentes, fomento a la inversión en tecnologías limpias de producción de energía, y establecer líneas de acción para cumplir compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables. En particular se busca incentivar la penetración de las fuentes de energía renovables no convencionales (FNCER) en el mercado energético nacional, estimular la inversión para la producción de energía a partir de FNCER y crear condiciones propicias de aprovechamiento de estas fuentes.

La ley declara de utilidad pública e interés social la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de actividades de producción y utilización de FNCER, y dispone el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios y contables para las mismas. Se consideran FNCER “la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares”. En el artículo 7º se estipula que el Gobierno Nacional promoverá la generación de electricidad con FNCER y la gestión eficiente de la energía mediante la expedición de los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias, conforme a las competencias y principios establecidos en dicha ley y la Ley 142 y 143 de 1994.

Como se observa, la Ley 1715 de 2014 se expidió en consonancia con las Leyes 142 y 143 de 1994, es decir, bajo un enfoque de mercado competitivo y de eficiencia, formulando instrumentos fiscales y de financiamiento como mecanismos de incentivo, junto con desarrollos regulatorios para promover la participación de las FNCER en el mercado de energía. Más adelante se discuten con mayor detalle las disposiciones específicas de la Ley 1715.

d) Otros Planes

La ley 143 de 1994 asigna a la UPME la función de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

El Plan Energético Nacional (PEN) es fundamentalmente un documento de referencia para el Ministerio de Minas y Energía, en el que se recomiendan objetivos y estrategias para establecer políticas y programas en materia energética. El Plan Energético Nacional 2010-2030, publicado en 2010, contempló entre sus estrategias la diversificación del abastecimiento energético con base en las FNCER y el fortalecimiento de la normatividad para una mayor penetración de dichas fuentes.

La más reciente versión del Plan 2014-2050, publicada en 2015, se propone como una visión a largo plazo, en términos de un “Ideario Energético 2050”. El Plan señala pautas y líneas de acción recomendable, que deben servir de base para la formulación de la política energética nacional, pero sin tener estrategias estructuradas para alcanzar los objetivos propuestos. El PEN 2014 también propende por la diversificación de la matriz de generación con energías renovables no convencionales.

Por su parte, el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión desarrollado por la UPME, busca orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para satisfacer la demanda de energía nacional. El Plan de Expansión que es revisado anualmente, y es usado de manera amplia como referente general de las alternativas de expansión del Sistema Interconectado Nacional. Este plan es de carácter indicativo para generación, pero se usa como base para identificar las obras de expansión planificada del sistema de transmisión que luego son sujetas a convocatorias públicas. En términos generales, el Plan realiza un análisis de los recursos energéticos con que cuenta el país y considera diversos escenarios de abastecimiento de la demanda esperada, con criterios de mínimo costo y confiabilidad.

El más reciente Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2016-2030 evalúa entre otras alternativas, opciones de diversificación de la matriz de generación eléctrica. Los distintos escenarios de largo plazo seleccionados se valoraron con base en su resiliencia hídrica, costos de generación y nivel de emisiones. El denominado escenario 0 es el recomendado como de mejor desempeño, y prevé la adición de 1456 MW de generación eólica y 569.2 MW de otras fuentes de generación renovable no convencional (geotérmica, biomasa y solar FV distribuida). En términos de capacidad de generación, bajo este escenario la participación de las FNCER incluyendo pequeñas centrales hidroeléctricas alcanzaría un 15.6%, de las cuales 6.2% corresponde a energía eólica.

Como referencia, vale la pena señalar que en el Plan de Expansión anterior 2015-2029, el escenario de generación diversificado (escenario 12) tenía una participación de FNCER del 14.3% con la energía eólica representando el 5%. Sin embargo, el escenario más agresivo de generación renovable (escenario 11) contemplaba una adición de 3131 MW de generación eólica, alcanzando una participación del 21.4% de FNCER y de 12.7% de generación eólica. Por su parte, el escenario 14 del Plan de Expansión 2014-2028, que considera una expansión diversificada, preveía un crecimiento de 474 MW de generación eólica, y una participación total de 10.3% de FNCER y 2.2% de eólica. Este último escenario fue referente para las discusiones de la contribución de Colombia a las metas del Acuerdo de París.

7.1.2 Disposiciones, Políticas y Desarrollo de la Ley 1715 de 2014

La política general del Estado Colombiano respecto a la promoción e incentivos a las Fuentes Renovables de Energía y a la eficiencia energética se materializa en la Ley 1715 de 2014, la cual tuvo origen parlamentario, pero contó con el apoyo del gobierno nacional. La finalidad de la Ley es

“...establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional.

Igualmente tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de los compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de gases efecto invernadero, tales como aquellos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), mediante Ley 1665 de 2013.”

Dentro de las disposiciones y los lineamientos de política que contiene la ley 1715 se destacan los siguientes:

1. Se define claramente el significado de términos como cogeneración, energías por tecnología, eficiencia energética, fuentes convencionales y fuentes no convencionales de energía, contador bidireccional, generación distribuida, respuesta de la demanda, entre otras, las cuales son básicas para determinar el alcance de la Ley y de las políticas específicas que de ésta se deriven.
2. Se definieron las competencias administrativas de las entidades de gobierno con respecto a la Ley.
 - a. Al Ministerio de Minas se le asignó la responsabilidad de expedir los decretos reglamentarios que definan los lineamientos de política energética en lo relacionado con generación con FNCE en las Zonas No Interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala al SIN, la conexión y la operación de la Generación Distribuida, el funcionamiento del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Energética. Igualmente le asigna la tarea de expedir los reglamentos técnicos para la generación con FNCE, normas de etiquetado de aparatos eléctricos, participar en la elaboración de planes de fomento a las FNCE, entre otras.
 - b. A la CREG se le ordena establecer los procedimientos de conexión, operación y comercialización de la autogeneración distribuida y se le ordena que estos procedimientos deben ser simplificados para autogeneradores con excedentes menores a 5 MW. También deberá establecer la regulación para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética en el SIN.
 - c. La UPME deberá mantener actualizado el listado de FNCE, definir el límite máximo de autogeneración a pequeña escala y hacer la divulgación masiva sobre la autogeneración a pequeña escala y la eficiencia energética.
 - d. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público, deberá otorgar subvenciones para el fomento y la investigación de las FNCE a universidades, ONG's y fundaciones sin ánimo de lucro que adelanten proyectos en este campo avalados por Colciencias.
 - e. Al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se le ordena entre otros aspectos, evaluar los beneficios ambientales con respecto a las FNCE y establecer los procedimientos para la expedición de la certificación de beneficios ambientales para el otorgamiento de los beneficios tributarios por el uso de las FNCER.
 - f. Al ANLA, se le ordena establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos de redes, de FNCE, de autogeneración, generación distribuida y de eficiencia energética que conlleven beneficios ambientales.
 - g. Las Corporaciones Autónomas Regionales deberán apoyar el impulso de los proyectos de FNCE y establecer igualmente un ciclo rápido de evaluación de proyectos que tengan impactos ambientales positivos.
3. Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida: Se autoriza a los autogeneradores la posibilidad de entregar excedentes y se ordena regular lo referente a la entrega de éstos a la CREG. Para los autogeneradores a

pequeña escala los excedentes se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional. Se define que la remuneración de la energía producida por generación distribuida debe tener en cuenta los beneficios que ésta trae a la red (pérdidas, reactivos, etc.) Los autogeneradores podrán negociar los créditos de energía que se establecen en la Ley.

4. Se establece un programa de sustitución de Diésel en las ZNI, incentivando el uso de FNCE y acciones específicas de eficiencia energética en estas zonas.
5. Se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOG), con el propósito de financiar proyectos de FNCE y eficiencia energética. Los recursos de este fondo provendrán de recursos de la Nación, entidades públicas y privadas, así como de organismos internacionales o multilaterales. Se podrán financiar entre otros proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3 para autogeneración de pequeña escala o para mejoras de eficiencia energética³⁴.
6. Se crean los siguientes incentivos tributarios: reducción de la renta anual de hasta el 50% de la inversión realizada en FNCE durante los primeros cinco años después de realizada la inversión. Se excluyen del IVA los equipos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión o inversión en FNCE, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos de FNCE. Igualmente, los anteriores ítems estarán exentos de arancel cuando sean importados y no haya producción nacional. La actividad de generación con FNCE será beneficiaria del sistema de depreciación acelerada, a una tasa no mayor del 20% anual.
7. Se establecen algunas medidas de promoción para la energía procedente de la biomasa forestal, se definen las repoblaciones forestales energéticas, se establece la necesidad de promover la utilización de la biomasa agrícola y la energía de residuos.
8. Igualmente se señalan acciones para la promoción de la energía solar, la energía eólica, energía geotérmica, pequeñas centrales hidroeléctricas y energía de los mares.
9. Se plantea la necesidad de formación de capital humano capacitado en el desarrollo de proyectos de FNCE.
10. Se definen lineamientos en cuanto a la cooperación internacional en materia de FNCE.
11. Se definen lineamientos en cuanto al desarrollo y promoción del uso eficiente de energía, en particular en cuanto al contenido del Programa de Uso racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE)
12. Se establecen lineamientos de eficiencia energética en edificios públicos, para lo cual el gobierno nacional y el resto de las administraciones públicas deberán definir metas y objetivos a cumplir en un horizonte de 10 años.
13. Se define que la CREG debe reglamentar lo relacionado con los mecanismos que permitan la respuesta de la demanda para una utilización más eficiente de la energía.
14. Se establecen mecanismos y acciones para el fomento a la investigación en el ámbito de las FNCE y de la eficiencia energética.
15. Se establece que cada 4 años se realizará una evaluación del cumplimiento de las políticas definidas en la Ley.

³⁴ Este Fondo se reglamentó mediante Decreto Presidencial No.1543 del 16 de septiembre de 2017

Como se observa, la Ley 1715 contempla numerosas políticas de diverso tipo para fomentar el uso de las FNCE y la eficiencia energética en el país, y un paquete importante de incentivos económicos. En general sus disposiciones están alineadas con los instrumentos que a nivel internacional se usan para la promoción de las FNCE, y con base en ella las autoridades sectoriales están facultadas para diseñar, adoptar y reglamentar diversos mecanismos de incentivo a las energías renovables no convencionales.

Desde la expedición de la Ley 1715 a finales de 2014 se han reglamentado algunos aspectos importantes de la misma como se describe a continuación, aunque la realidad es que quedan pendientes varios temas relevantes por desarrollar.

1. La entrega de excedentes de plantas de autogeneración a gran escala se definió mediante el Decreto MME 2469 de 2014 y se reguló mediante resolución CREG 024 de 2015.

Se estableció que las condiciones de entrega de excedentes para autogeneración a gran escala serán las mismas que para cualquier generador y se obligó a estas plantas a tener un contrato de respaldo con el Operador de red o el Transportador al cual estén conectados.

2. El Decreto MME 2492 de 2014 adopta disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda, orientado a promover el uso eficiente de energía.
3. El límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala fue definido en la Resolución 0281 de 2015 expedida por la UPME. Este límite se fijó en 1 MW.
4. Mediante Decreto MME 0348 de 2017 se establecieron los lineamientos de política pública en materia de uso eficiente de energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.

Aquí se ordena a la CREG expedir un trámite simplificado para conexión y entrega de excedentes de estos proyectos, así como reglamentar lo relacionado con el mecanismo de remuneración de estos excedentes. Además, se exige a estos autogeneradores de tener contratos de respaldo como los obligatorios para autogeneradores de gran escala.

5. El Decreto MME 2143 de 2015 adiciona al Decreto MME 1073 de ese año lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014. Por su parte la Resolución UPME 045 de 2016 estableció los procedimientos para certificar los proyectos de FNCER con el fin de acceder a los beneficios tributarios de la ley.
6. Relacionado con lo anterior, la Resolución 1283 de 2016 del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible definió el procedimiento y los requisitos para la expedición de la certificación del beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables y gestión eficiente de energía, para obtener los beneficios tributarios de la ley.

Entre los temas pendientes se encuentra la regulación respecto a la entrega de excedentes, requisitos técnicos, operación y comercialización de energía de proyectos de generación distribuida; la reglamentación del esquema de remuneración de excedentes de proyectos de autogeneración a pequeña escala y la regulación de esquemas que faciliten la financiación de plantas de FNCER a largo plazo.

Ley 1715 de 2014 y PROURE

Los artículos 26, 27 y 28 de la ley 1715 de 2014 redefinieron la orientación de la promoción y desarrollo de la gestión eficiente de energía. En particular, se establece el objeto, finalidad y contenido del Plan de Acción Indicativo del PROURE, indicando que constituye el instrumento del gobierno para promocionar la eficiencia energética. Con tal propósito se elaboró el “Plan de Acción Indicativo PAI 2017-2022” del PROURE, el cual se expidió mediante la Resolución MME No. 41286 de 2016.

Dicho plan contiene objetivos y metas indicativas de eficiencia energética por sector de consumo, así como estrategias, acciones y medidas para el cumplimiento de esas metas. Lo anterior busca actualizar y unificar criterios para la ejecución de programas y proyectos para el desarrollo y promoción de la eficiencia energética. Las nuevas metas indicativas de eficiencia energética para el período 2017-2022 buscan alcanzar un ahorro de 9.05% del consumo final de energía, de las cuales más de la mitad corresponde al sector de transporte (5.49%) y el resto a los consumos industrial, terciario (comercial, público y servicios) y residencial. Este último, cuya contribución representa 0.73% de ahorro en el consumo final, prevé la implementación de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos.

7.1.3 Marco Regulatorio para la Generación con Energías Renovables

Como se ha indicado anteriormente la generación de energía eléctrica en Colombia se rige por el marco legal definido en las leyes 142 y 143 de 1994, que ha sido desarrollado a nivel regulatorio por la CREG, conforme a las políticas energéticas del país. En general, la generación de energía eléctrica está regulada de manera independiente de las fuentes de energía primaria que se utilicen, y por tanto no existe una regulación específica para la generación con renovables con excepción de algunos temas puntuales. Las principales normas expedidas por la CREG que aplican a la generación eléctrica en el mercado de energía mayorista son las siguientes:

- Resolución 055 de 1994, por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución 024 de 1995, por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del reglamento de operación.
- Resolución 025 de 1995, por la cual se establece el código de redes como parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional
- Resolución 020 de 1996 modificada parcialmente por la Resolución 167 de 2008, por la cual se reglamentan los aspectos comerciales de los contratos bilaterales en el mercado mayorista de energía
- Resolución 086 de 1996, por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución 064 de 2000, por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al servicio de regulación secundaria de frecuencia, como parte del reglamento de operación del SIN.
- Resolución 071 de 2006 y las que la modifican, por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía.

- Resolución 051 de 2009, por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal, las reglas para determinar el precio de la bolsa en el mercado de energía mayorista.
- Resolución 024 de 2015, por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional.

Por su parte, las plantas generadoras con capacidad entre 10 y 20 MW, se encuentran reguladas mediante las resoluciones CREG 086 de 1996 y 167 de 2008, las cuales establecen la forma de comercializar su energía, ya sea a través de despacho central o a través de venta directa con o sin convocatoria pública. Así mismo, la Resolución CREG 152 de 2011, establece reglas para la participación del mercado de energía de las plantas filo de aguas despachadas centralmente.

En la Resolución CREG 024 de 2015, motivada por lo dispuesto en la Ley 1715 de 2014, se establecen reglas para los autogeneradores a gran escala relacionadas con la entrega de excedentes de energía a la red, comercialización de la energía y otras disposiciones. Por su parte el Código de Redes (Res. CREG 024 de 1995) establece los requisitos de conexión e información a suministrar para nuevas plantas de generación en el SIN.

En el mercado de energía mayorista colombiano, el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, bajo la resolución CREG 071 de 2006, remunera la firmeza de las plantas mediante el concepto de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad (ENFICC), y está abierto a todo tipo de tecnología. El Cargo por Confiabilidad es el principal mecanismo de expansión de la generación en el mercado de energía. En materia de generación con renovables no convencionales, la CREG ha desarrollado metodologías para determinar la firmeza de estas fuentes de energía, es decir su ENFICC, para incluirlas dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad:

- La Resolución CREG 153 de 2013 establece el reglamento sobre los Contratos de Suministro de Combustible de Origen Agrícola para el Cargo por Confiabilidad
- La Resolución CREG 132 de 2014 define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad ENFICC de plantas geotérmicas.
- La Resolución CREG 061 del 2015, donde establece dos fórmulas de cálculo para la ENFICC de la generación eólica, dependiendo de la disponibilidad de información histórica de vientos (mayor o menor a 10 años).
- la Resolución 243 de 2016 define la metodología para determinar la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas.

El cálculo de la ENFICC se realiza de manera individual para cada planta de generación, para determinar la firmeza de la energía producida según el tipo de tecnología utilizada, tal como la generación hidráulica con capacidad de embalse o la térmica con suministro confiable de combustible. Por sus características y las metodologías de cálculo de la ENFICC, a la generación renovable de tipo variable no se le atribuye una gran firmeza. Así, estimaciones aproximadas indican que la ENFICC de las plantas eólicas y solares estaría alrededor de la energía equivalente a producir con un factor de capacidad de 10-15%, es decir bastante más baja que su energía media.

Diversos análisis han planteado la necesidad de modificar la metodología del Cargo por Confiabilidad para reconocer en mayor grado la contribución de las energías renovables a la

confiabilidad del sistema, o incluso reorientarlo para que también remunere otros atributos que poseen las FNCER como la complementariedad. En todo caso, es improbable que la remuneración por confiabilidad por sí sola sea suficiente para que despeguen las inversiones en generación renovable no convencional en el SIN.

En general, el marco regulatorio y las reglas de operación del mercado de energía mayorista se conciben como neutrales tecnológicamente, y lo son en buena medida, pero la realidad es que fueron diseñadas para operar con un parque de generación hidro-térmico con tecnologías convencionales y responde a las características y necesidades de estas últimas. De hecho, varias resoluciones se enfocan en aspectos particulares de ciertos tipos de plantas, como en el caso del manejo de embalses.

En todo caso hasta el momento no existe regulación para plantas de generación con FNCER, con excepción de las mencionadas anteriormente de cálculo de la ENFICC. En ese sentido y dada la escasa penetración de las fuentes renovables no convencionales en la matriz eléctrica, se ha planteado el debate de la necesidad y extensión de las medidas regulatorias que deberían adoptarse para mitigar barreras de entrada y permitir la integración de nuevas tecnologías de generación al SIN.

En consecuencia, a finales del año 2016, la CREG publicó mediante circular CREG 099 el documento 161 de 2016, en el cual expone una serie de alternativas regulatorias en torno a la integración de fuentes de generación no convencionales con energía renovable (FNCER), en el mercado de energía mayorista. Las alternativas incluyen la implementación de una “Prima Verde”, contratos “pague lo generado”, contratos de energía media y contratos pague lo contratado. Esto como parte de un proceso que adelanta la Comisión de describir, analizar y evaluar propuestas para facilitar la entrada de generación renovable no convencional al mercado de energía.

El diseño de estas alternativas reconoce que encontrar un mecanismo de financiación de largo plazo para nuevas plantas, distinto al cargo por confiabilidad, es la medida que tendría mayor impacto en alcanzar una mayor integración de FNCER en el parque de generación nacional (ver discusión en la sección 4.2 literal b recuadro, sobre costos, remuneración y financiación de la generación con FNCER en el mercado de energía).

7.2 Políticas Ambientales y de Desarrollo Sostenible

La política ambiental colombiana se fundamenta principalmente en el Decreto Ley 2811 de 1974 y la ley 99 de 1993. El primero corresponde al Código Nacional de los Recursos Naturales Renovables y Protección del Medio Ambiente, mientras que la mencionada ley crea el Ministerio de Medio Ambiente, reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, y organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA.

7.2.1 Normas Jurídicas Ambientales

Respecto a las normas jurídicas ambientales que se refieren al sector energético, se tiene el Artículo 45 de la ley 99 de 1993 (reglamentada por el Decreto 1076 de 2015), que establece las transferencias del sector eléctrico. Esta “tasa ambiental” requiere que las empresas de generación hidroeléctrica, con plantas cuya capacidad instalada supere los 10 MW, transfieran el 6% de las ventas brutas de energía a las corporaciones autónomas regionales y a los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica y el área de influencia de la planta. En el caso de las centrales térmicas, las

transferencias son del 4% de las ventas de energía. Igualmente, el Decreto presidencial 2041 de 2014 (compilado por el Decreto 1076 de 2015) reglamenta la expedición de licencias ambientales, para la ejecución de obras y desarrollo de proyectos que puedan producir deterioro a los recursos naturales renovables o al medio ambiente. Para esto se requiere la elaboración de los siguientes estudios ambientales: Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) y Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Por otra parte, en el año 2000 se expidió la Ley 629 mediante la cual se ratifica el Protocolo de Kioto, que hace parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Esta norma tiene como objetivo la reducción de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, estableciendo entre otros un mandato para los estados firmantes de promover el desarrollo de nuevas fuentes de energía renovable. Ese año también se expidió la Ley 688, por medio de la cual se aprueba la “enmienda del protocolo de Montreal”, el cual tuvo por objeto establecer los mecanismos para limitar la producción y el consumo de las sustancias que agotan la capa de ozono.

En 2012 se expide la Resolución MADS 0186, por la cual se adoptan como metas ambientales las metas de participación de las Fuentes No Convencionales de Energía en el SIN definidas por el MME en el Plan de Acción Indicativo del PROURE 2010-2015. Esto para efectos de asignación de beneficios de tipo tributario. Igualmente, la Ley 1715 de 2014 que regula la integración de las energías renovables no convencionales al sector de energía, definió una serie de incentivos fiscales para los cuales el MADS debe certificar el beneficio ambiental asociado. A este respecto, la Resolución 1283 de 2016 del MADS fijó los requisitos y procedimientos para expedir dicha certificación.

Entre la legislación reciente con impacto ambiental también se destaca el Artículo 21 de la ley de reforma tributaria 1819 de 2016, la cual introdujo a partir de 2017 un impuesto al carbono de \$15,000 COP por tonelada de CO₂ (alrededor de \$5 USD/tonCO₂e). Esta medida busca incorporar los costos de las externalidades ambientales por emisiones de CO₂ en el precio de los combustibles de origen fósil, aunque el valor adoptado es más bien bajo. El impuesto aplica para la venta de combustibles, pero no aplica al carbón ni al gas natural para generación de energía, por lo que en la práctica sólo afecta a la generación con combustibles líquidos (fuel oil), con un valor establecido de \$177/galón, lo que representa un monto por debajo del 5% de su precio.

Adicionalmente, se encarga al MADS establecer un procedimiento de no causación de impuesto al carbono, con el propósito de estimular la formulación e implementación de iniciativas de mitigación que generen reducción de emisiones o remoción de GEI. Dicho procedimiento se fijó en el Decreto 926 de 2017 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La compensación de emisiones podrá realizarse a través de proyectos relacionados con el uso de energías renovables, actividades forestales y de eficiencia energética, entre otros. Estos proyectos deberán formularse de acuerdo con los lineamientos dados por el MADS.

7.2.2 Políticas de Cambio Climático

Colombia fue signataria y ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático en 1994 y el Protocolo de Kioto en 2000, y a través de estos años ha desarrollado esfuerzos en la formulación de alternativas y acciones para abordar la problemática del Cambio Climático. Varios de estos esfuerzos se orientaron inicialmente a establecer y poner en práctica los procedimientos para la aprobación de proyectos de reducción de GEI para optar al Mecanismo de Desarrollo Limpio.

En 2011 se aprueba el CONPES 3700 que establece la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC)³⁵, como programa para enfrentar el cambio climático, liderada por el MADS y con el apoyo de DNP y los ministerios sectoriales. La ECDBC busca desligar el crecimiento económico nacional del crecimiento de las emisiones de GEI, promoviendo a su vez la competitividad, el uso eficiente de los recursos, la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías. Entre sus objetivos específicos se cuentan desarrollar planes de acción de mitigación en cada sector productivo del país, establecer metas de reducción de emisiones en el largo plazo y acordes, y crear o promover las herramientas necesarias para su implementación.

Para la mitigación de las emisiones de GEI se propusieron distintas estrategias y acciones por sector económico, enmarcadas en Planes de Acción Sectorial (PAS) que hacen parte de la ECDBC. En general, las líneas directrices contempladas en el PAS del sector de energía eléctrica comprenden el desarrollo de la política nacional de eficiencia energética, la participación de la demanda e integración de las redes inteligentes en el sistema interconectado nacional, y la promoción de las fuentes de energía renovable no convencionales. Para cada línea se identifican acciones a desarrollar y en algunos casos se estiman potenciales de mitigación.

A partir del año 2014 inicia la formulación de una Política Nacional de Cambio Climático, para articular programas como la ECDBC con otras iniciativas como Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático PNACC-, y la Estrategia Nacional de Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación REDD+, y para orientar estratégicamente estos esfuerzos a cumplir los compromisos que el país adquiera internacionalmente en materia de mitigación y adaptación al cambio climático.

Dentro de esta política el sector de energía es fundamental por su participación en las emisiones de GEI, pero también como motor de crecimiento económico. Una de sus estrategias por tanto es un desarrollo minero-energético bajo en carbono y resiliente al clima, incentivando la adecuada diversificación de la canasta energética, mediante instrumentos que reconozcan los beneficios de la mitigación de GEI y promover el desarrollo de proyectos de FNCER.

Discusión: Política de bonos de Emisiones

En esta dirección el MADS estableció mediante Decreto 298 de 2016 el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) como elemento estructural de articulación institucional en este tema. Igualmente, desde 2015 se ha elaborado un proyecto de Ley de Cambio Climático, incluyendo entre otras medidas la creación de instrumentos económicos para financiar las medidas de mitigación de GEI que asuma el país. Este proyecto de ley, **por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático, prevé la implementación de un sistema de cupos transables de emisiones de GEI.**

Los cupos de GEI constituyen un derecho negociable a emitir una tonelada de CO₂ o una cantidad equivalente de otro GEI. El MADS determinaría anualmente un número de cupos

³⁵ La ECDBC como estrategia del gobierno para enfrentar el cambio climático está consignada en el CONPES 3700 de 2011 (Estrategia Institucional para la Articulación de Políticas y Acciones en Materia de Cambio Climático en Colombia), los Planes Nacionales de Desarrollo 2010-2014 y 2014-2018; y recientemente en el Decreto 298 de 2016 sobre el Sistema Nacional de Cambio Climático.

compatible con las metas nacionales de reducción de GEI, y determinaría las condiciones de asignación de los cupos, como parte del Programa Nacional de los Cupos Transables de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (PNTCE). La participación de las plantas de generación de fuentes de energía renovable no convencional en **este programa les permitiría contar con un ingreso adicional al de las ventas de energía y/o la remuneración por confiabilidad en el mercado mayorista.**

7.2.3 Desarrollo Sostenible y Compromisos Internacionales

El Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país” plantea que el Gobierno nacional continuará promoviendo la competencia en el mercado de energía mayorista, así como la necesidad de evaluar la implementación de un mecanismo de expansión que incentive la inversión en alternativas tecnológicas eficientes. Esto considerando la necesidad de lograr una composición balanceada de la matriz energética, acorde a las recomendaciones de la OCDE de integrar soluciones de baja intensidad de carbono, principalmente con fuentes de energía renovables no convencionales.

El Plan Nacional de Desarrollo formulan cuatro objetivos relacionados con la sostenibilidad: (i) avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono, (ii) proteger y asegurar el uso sostenible del capital natural y mejorar la calidad y la gobernanza ambiental, (iii) lograr un crecimiento sostenido y reducir la vulnerabilidad frente riesgos de desastres y al cambio climático y por último (iv) protección y conservación de territorios y ecosistemas, mitigación y adaptación del cambio climático, y ordenamiento ambiental. Para el cumplimiento de los objetivos del Plan se plantan 5 estrategias transversales, incluyendo la de competitividad y estructura estratégicas, pero todas se enmarcan en una estrategia “envolvente” de crecimiento verde, para que el crecimiento económico sea social y ambientalmente sostenible a largo plazo.

Sobre esta base se ha desarrollado la misión de crecimiento verde, iniciativa del DNP para definir los insumos y lineamientos de política pública que orienten el desarrollo sostenible de país. El uso eficiente de los recursos energéticos es uno de los ejes estratégicos de la misión, lo que incluye el incremento en el uso de las energías renovables no convencionales y la eficiencia energética. También se busca a partir de la estrategia de crecimiento verde articular y orientar las acciones de distintos sectores para cumplir la agenda y los compromisos internacionales que ha adquirido el país en materia ambiental y de desarrollo sostenible.

Respecto a la agenda internacional, en primer lugar, se tienen diecisiete nuevos objetivos de desarrollo sostenible (ODS) aprobados por la ONU, que define la nueva agenda de desarrollo global en materia de sostenibilidad. El objetivo 7 de los ODS busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, lo que se soporta, entre otras metas, en un aumento sustancial de la participación del porcentaje de la energía renovar en el conjunto de fuentes de energía y en aumentar la tasa de mejora de la eficiencia energética.

Discusión: Cambio de pensamiento en políticas ambientales

Por su parte, como resultado de la evaluación del desempeño ambiental de Colombia realizado en 2014 por la **OCDE, organización de la que Colombia busca ser parte**, se formularon 45 recomendaciones para consideración del país. Aunque no fue parte de las recomendaciones explícitas, la OCDE recomendó considerar el desarrollo de fuentes renovables no hidroeléctricas para evitar que las inversiones de capital se concentren en tecnologías de gran intensidad de emisiones y larga duración.

El compromiso más significativo del país en materia de sostenibilidad es la contribución prevista y nacionalmente determinada (INDC) de Colombia, que hace parte del Acuerdo de París, aprobado en la Conferencia de las Partes de París (COP21) en diciembre de 2015, y ratificado mediante la Ley 1844 expedida en Julio de 2017. Dicha contribución representa el aporte del país ante la comunidad internacional en la mitigación, adaptación y medios de implementación del cambio climático para el año 2030. **El compromiso de Colombia en el COP21 es reducir sus emisiones de GEI en un 20% con respecto al nivel de emisiones proyectadas para el año 2030. Adicionalmente, sujeto a la provisión de apoyo internacional, Colombia propuso una meta condicionada de reducción de emisiones de hasta un 30% con respecto a las emisiones proyectadas a 2030.**

La INDC de Colombia en el COP21 se reconoce como una oportunidad y reto a la vez para articular políticas, acciones e inversiones en mitigación y adaptación del país al cambio climático. Ahora, si bien los Planes de Acción Sectorial fueron insumos para la formulación de la INDC, al priorizar medidas de mitigación sectoriales y estimar potenciales de abatimiento en Colombia, la meta de reducción de GEI es global y no tiene una distribución predeterminada por sectores. En consecuencia, en el proceso de implementación de la INDC, la asignación de metas se ha abordado en la Comisión Intersectorial de Cambio Climático del SISCLIMA.

Actualmente el esfuerzo requerido de medidas sectoriales es del orden del 74% de la meta³⁶, se ha solicitado que cada sector reduzca de manera uniforme en un 20% sus emisiones del 2030 de manera uniforme. Dentro de las medidas de mitigación priorizadas por el MME, la participación de la generación de energía renovable corresponde al 42% de la meta o 4.7 ton CO₂eq³⁷, y la gestión de la demanda y eficiencia energética el 29% o 3.2 Mton CO₂eq. Adicionalmente a la identificación de medidas de mitigación, más adelante deberán desarrollarse planes de implementación sectoriales incluyendo hojas de ruta, medidas habilitantes y vehículos de financiación.

7.3 Evaluación de Políticas, Situación Actual y Obstáculos para la Utilización de las FNCER

El análisis de las políticas e instrumentos existentes para la promoción de las FNCER en Colombia revela un gran avance en las mismas desde inicio del siglo y en especial en los

³⁶ El porcentaje restante corresponde a esfuerzos en reducción de la deforestación a través de medidas intersectoriales.

³⁷ Con base en el Escenario 14 del Plan de Referencia de Generación y Transmisión 2014-2028, con una participación de generación renovable de 73.6%.

últimos años, tanto desde el punto de vista de la política energética como desde las políticas ambientales y de desarrollo sostenible. Así, el marco legal de prestación del servicio de energía eléctrica, que sirve de base para el funcionamiento de un mercado competitivo de energía, ha sido complementado por leyes que promueven el uso racional de la energía y la integración de las fuentes de energía renovables no convencionales, incluyendo distintos incentivos de tipo económico y mecanismos para promover las mismas.

Igualmente, la política ambiental y de desarrollo sostenible ha evolucionado desde la expedición de permisos y licencias y la aplicación de tasas ambientales por el uso de recursos naturales, hacia el estudio y definición de medidas de mitigación del cambio climático que priorizan la producción limpia mediante el uso de las energías renovables. Adicionalmente se está en proceso de configurar estrategias articuladas de crecimiento verde, que presupone una creciente integración de la FNCER en el mercado de energía y una gestión activa de las oportunidades de eficiencia energética.

En el sector de energía, el primer desarrollo se dio con la expedición de la ley de uso racional y eficiente de energía (URE), y de incentivos tributarios ligados a la utilización del Mecanismos de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto. Un elemento central de este esfuerzo fue el PROURE, programa gubernamental de fomento a acciones y proyectos de eficiencia energética y de las FNCER, con estímulos para la investigación y desarrollo en este campo. Aunque de manera indicativa, el Plan introdujo metas de referencia para la eficiencia energética y de participación de las FNCER en el sistema eléctrico interconectado nacional. Aunque el PROURE fue un primer paso en esta dirección, puede decirse que su alcance e instrumentos se quedaron cortos para fomentar el desarrollo de proyectos de generación con energías renovables no convencionales en el país, por lo que se requería un mayor desarrollo legislativo.

Más adelante, el desarrollo de la ECDBC como principio de una política nacional de cambio climático, la estrategia de crecimiento verde del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 y sobre todo la expedición de la ley 1715 de 2014 representan un avance fundamental en la promoción de las FNCER. Esta última ley en particular tiene un mayor enfoque en la integración de las energías renovables al sistema energético nacional, e introdujo una serie de incentivos tributarios directos para el desarrollo de proyectos de FNCER y de gestión eficiente de la energía.

Los incentivos y mecanismos para la promoción de las FNCER previstos en la Ley 1715 de 2014 están alineados y retoman varios de las políticas e instrumentos que se han utilizado en otros países con este mismo propósito, considerando la realidad de la organización, institucionalidad y características de mercado de energía nacional como la existencia de un mercado competitivo, regulación independiente, y una estructura tarifaria de precios eficientes. En todo caso la ley define objetivos de política energética, asigna responsabilidades y da facultades a las autoridades del sector para alcanzarlos, pero corresponde a estas últimas su desarrollo, reglamentación e implementación, lo que también depende de sus capacidades, recursos y voluntad.

Por su parte, la normativa ambiental se sigue percibiendo desde el sector energético más que un requisito como una barrera para el desarrollo de los proyectos. Por un lado, las transferencias a las corporaciones regionales y municipios en el área de las plantas son onerosas, y no se revierten totalmente al cuidado ambiental del área. Por otro lado, la expedición de licencias ambientales es un proceso complicado que toma tiempo y cuyo resultado es incierto. Aun plantas con claros beneficios ambientales como la mayoría de las FNCER enfrentan requerimientos similares o adicionales a las plantas convencionales.

Finalmente, los compromisos adquiridos internacionalmente por el país, especialmente ante el acuerdo de la COP 21 suscrito en París al final de 2015, han tenido como resultado la adopción de metas concretas de reducción de emisiones de GEI para Colombia, así como el resto de países. El cumplimiento de estas metas, en el marco de las nuevas políticas de cambio climático y de crecimiento verde, acompañado de instrumentos económicos adicionales como el impuesto al carbono y los posibles futuros cupos transables de emisiones, deberán apoyarse y servir de impulso a la mayor utilización de las FNCER en el país, como se refleja en distintos escenarios de planeación. De hecho, el cumplimiento de los compromisos internacionales debe verse como una oportunidad para adoptar metas realistas y razonables de participación de las FNCER en la matriz eléctrica, y dar directrices claras para que las autoridades del sector tomen las medidas convenientes para alcanzar las metas de forma eficiente y oportuna.

A este punto, el marco legal, de políticas e instrumentos de incentivo a las FNCER en el país es en principio suficientemente amplio para promover su participación en el abastecimiento de energía y a contribuir a mitigar las emisiones de GEI. Lo que se requiere es continuar con el proceso de reglamentación y desarrollo regulatorio de los mecanismos, programas y procedimientos establecidos, de manera que estos se traduzcan en medidas puntuales y efectivas. Igualmente, se requiere establecer planes de implementación con metas concretas, acciones para alcanzarlas y recursos necesarios. Como se señaló anteriormente, hay un gran espacio para la intervención regulatoria, cuyas medidas tienen el potencial de causar el mayor impacto en el despliegue de la generación de FNCER.

Discusión: aspectos que incentivan el desarrollo de FNCER

Entre los aspectos con oportunidades de mejora, para una promoción más efectiva de las FNCER en la práctica, se destacan las siguientes:

- Agilización del proceso de licenciamiento ambiental para las plantas, con tiempos definidos de antemano y revisión de los requisitos exigidos a las FNCER, reconociendo sus características y los beneficios ambientales que aportan.
- Agilización del proceso para obtener los beneficios tributarios de ley para nuevos proyectos de FNCER, simplificando las etapas del proceso de aprobación y adjudicación.
- Extensión de la aplicación del impuesto al carbono a los otros combustibles para generación de energía, de manera que se valoren todas las externalidades ambientales
- Implementación del mecanismo de cupos transables de emisiones.

En materia regulatoria se identifican las mayores necesidades de desarrollo, dado que la regulación actual se ha basado en la utilización de recursos convencionales, incluyendo renovables como la hidroelectricidad a gran escala. Así es necesario considerar y reglamentar aspectos específicos para la integración de la generación con FNCER, de manera que no se constituyan en obstáculos para su utilización y el desarrollo de proyectos de este tipo. Entre los temas regulatorios para desarrollar se incluyen los siguientes (ver sección 4.3):

- Mecanismos de contratación de largo plazo para FNCER
- Revisión de metodología de cálculo de la ENFICC de proyectos de ERNC

- Expansión de la transmisión para la conexión de FNCER.
- Definición de requisitos técnicos de conexión y operación
- **Tratamiento de la generación variable en el despacho de energía**
- Tratamiento de la generación distribuida
- Mecanismos de gestión de la demanda.
- Evaluación de costos de integración de FNCER al SIN

7.4 Diseño del Mercado, Operación del Sistema e Integración de la FNCER

La integración efectiva de la generación con base en FNCER en el sistema eléctrico nacional requiere una serie de ajustes regulatorios y técnicos que afectan el diseño y funcionamiento del mercado de energía y las reglas de operación del sistema eléctrico, como se ha discutido en este capítulo y los precedentes (ver capítulos de Barreras y Requerimientos Técnicos). Las extensiones de dichos cambios estarán relacionadas con el grado de penetración de las FNCE en la matriz eléctrica. Así, un aspecto principal debe ser mitigar los riesgos y proporcionar los mecanismos para que las inversiones en este tipo de proyecto sean viables, puedan integrarse a los procesos comerciales del mercado de energía y no se presenten dificultades en el despacho y la operación técnica de este tipo de plantas. Más adelante cuando el nivel de participación llegue a ser significativo, cobrará importancia el impacto de las FNCER en los costos del sistema, en los niveles de calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, y en el equilibrio económico del sistema en general. En esta sección se discuten varios de los aspectos que deben tenerse en cuenta en esta materia.

Un factor fundamental es que la integración de la generación de FNCER en los sistemas eléctricos no solo depende del costo de generación (Cap. 2), o de definir requisitos de conexión específicos (Cap.6) sino también de las características particulares de estas tecnologías, que afectan su operación en un despacho centralizado para contribuir al abastecimiento de la demanda eléctrica, manteniendo los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio. Entre las características más relevante se encuentra la naturaleza variable de la generación eólica y solar que limita su controlabilidad en el despacho eléctrico, y que requiere el respaldo de recursos flexibles de reserva o la posibilidad de utilizar dispositivos de almacenamiento de energía que compensen dicha variabilidad, lo que también implica costos adicionales para el sistema por la utilización de estas tecnologías.

7.4.1 Despacho de la Generación Variable

La integración de FNCER como la eólica y solar a la operación diaria del sistema eléctrico requiere definir como acomodar su variabilidad en el despacho y las consecuencias comerciales de la misma. La opción actual en el mercado de energía mayorista es que las plantas presenten ofertas diarias por una cantidad de energía con base en la cual se programa su despacho horario. En la medida que un generador se desvíe del despacho programado deberá pagar penalizaciones, dentro de una banda de tolerancia fija pero que

podría ajustarse según las características de la planta. Esta opción es aplicable, pero implica un riesgo económico alto para la generación variable.

Una primera alternativa es permitir que la generación variable pueda optar por la opción de auto despacho, como actualmente se permite a la generación hidroeléctrica sin embalse o “filo de agua”. Estas plantas generan según su disponibilidad y son tomadoras de precio en el mercado. Esta opción es sencilla de implementar, pero en la medida que su aporte de energía es más significativo desoptimiza el despacho y dificulta la operación técnica. Una solución de más largo plazo es implementar mercados intradiarios, donde las ofertas se pueden ajustar en intervalos más cercanos a la operación en tiempo real, mejorando la predictibilidad del despacho y disminuyendo el riesgo de desviaciones. La desventaja es que su implementación requiere cambios significativos en el funcionamiento del mercado.

En las discusiones del sector eléctrico parece haber un consenso en que sería razonable permitir la opción de auto despacho para las FNCER inicialmente, hasta que su crecimiento o la evolución del mercado de energía permitan la implementación de mercados intradiarios.

7.4.2 Uso de la Capacidad de Transmisión

El proceso de despacho de energía del sistema interconectado nacional asigna el uso horario de la capacidad de transmisión entre las plantas disponibles por mérito económico y cumpliendo las restricciones operativas. En ese sentido la generación de FNCER no requeriría reserva o adquisición de derechos de transmisión para su participación, de manera análoga a las plantas convencionales. Con este propósito, cuando se solicita la conexión de una planta al sistema de transmisión nacional, se realizan estudios de conexión que aseguran que existe capacidad para transportar la producción de las plantas en condiciones normales de operación y bajo contingencias previsibles.

En caso de condiciones operativas que reduzcan la capacidad de transmisión, se realiza un redespacho de la generación con criterio económico y de acuerdo con las condiciones existentes. Actualmente no existen disposiciones para dar prioridad de despacho a la generación renovable, y propuestas en esta dirección tendrían que sopesarse frente a la igualdad de condiciones competitivas y trato no discriminatorio que garantiza el mercado de energía a sus participantes. Igual situación podría presentarse si existiese exceso de oferta de energía en un área del sistema, que podría darse cuando la participación de la generación variable alcance niveles significativos.

Por su parte el régimen tarifario de la transmisión en Colombia define que los Cargos por Uso del sistema de transmisión, que son 100% regulados y se calculan por una metodología de estampilla nacional, son cubiertos por la demanda comercial del mercado mayorista, y por tanto no afectan comercialmente a los generadores.

7.4.3 Expansión de la Capacidad de Transmisión

De otro lado, como se ha indicado anteriormente, los mejores recursos de FNCER en el país tienden a concentrarse en ciertas áreas (e.g. la Guajira), alejadas de los centros de consumo, por lo que es previsible que se requieran expansiones importantes del sistema de transmisión nacional (STN) para acomodar la instalación de nueva generación en esas áreas o en otro caso limitar la misma. La expansión del STN en Colombia responde a un proceso de planeación centralizada, bajo el criterio de reducción de restricciones y el estudio de

beneficio/costo de la expansión correspondiendo a la UPME definir que nuevas obras son necesarias.

En todo caso, dado que el costo de la transmisión lo asume la demanda del país, la construcción de nuevas líneas de transmisión o instalación de equipos de compensación reactiva que aumentan la capacidad de transporte debería aprobarse en la medida que sus beneficios para la demanda sean mayores que sus costos. En este sentido es posible que la UPME deba revisar la metodología de evaluación del plan de expansión del sistema de transmisión nacional, considerando la relación beneficio/costo de integrar cantidades incrementales de generación renovable no convencional.

7.4.4 Remuneración y Financiación de Proyecto de FNCER

Como se ha discutido extensamente en este informe, el problema de la remuneración y financiación de los proyectos de FNCER es fundamental para su desarrollo. Estudios precedentes, que concuerdan con la opinión del Consultor, concluyen que no se requieren incentivos económicos adicionales a los ya previstos en el marco legal existente, sino más bien el desarrollo de mecanismos regulatorios que disminuyan el riesgo de recuperar las inversiones en plantas de generación renovable no convencional.

A este respecto existe un consenso que la medida de mayor impacto consistiría en habilitar mecanismos de contratación de largo plazo, de lo cual existen varias propuestas en el sector y para lo que la CREG ha planteado varias alternativas que están en estudio y discusión (ver sección 7.1.3). Igualmente se señala la importancia de revisar la metodología de cálculo de la ENFICC y de asignación del Cargo por Confiabilidad, puesto que la aplicación de la regulación vigente resulta en ingresos bajos por este concepto para la generación con FNCER.

Otra propuesta interesante que se ha planteado dentro de las alternativas de reformas de mercado que se han discutido en años recientes es la introducción de un sistema de precios nodales marginales (locational marginal pricing). Aunque esta propuesta no está directamente relacionada con la integración de energías renovables, tendría un efecto positivo sobre estas, ya que su implementación resultaría en un sistema más transparente y eficiente de precios. De esta manera aumentaría la expectativa de ingresos para este tipo de plantas que tienen costos marginales bajos y puedan instalarse en sitios donde contribuyan a aliviar las congestiones de transmisión.

7.4.5 Costos de Integración de la Generación con FNCER

Además de los costos de infraestructura, la integración de la generación renovable no convencional a la matriz eléctrica acarrea costos adicionales de operación del sistema interconectado. Estos costos adicionales, principalmente producto de la incorporación de niveles crecientes de generación variable, se incurren para mantener el balance continuo entre suministro y consumo eléctrico durante la operación en tiempo real. La razón es que la variabilidad producto de la generación intermitente de ciertas plantas de energías renovables crea desbalances de potencia que deben ser compensados por generación controlable de tipo convencional o dispositivos de almacenamiento de energía.

Normalmente las fluctuaciones de corto plazo son compensadas por el servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia (AGC). Igualmente, para períodos donde hay una variación pronunciada de generación variable (de aumento o disminución), es

necesario contar con generación convencional suficientemente flexible, medida en su capacidad de cambio o rampa de generación de MW/min, para acomodar dicho cambio. Por tanto, existe un mayor requerimiento y uso de estos servicios complementarios, que implica mayores reservas, y mayores costos por su utilización, como son pérdidas de eficiencia operativa, mayor desgaste y mantenimiento de las unidades de generación, arranque adicional de plantas y mayor costo de despacho por las plantas que se reservan para balance del sistema.

Dada la escasa participación histórica de las FNCER en el mercado de energía, existe incertidumbre sobre la magnitud de estos costos en el MEM, que deben ser bajos para un nivel de participación pequeño, pero que aumentan rápidamente en la medida que se integran cantidades significativamente mayores de generación variable al sistema. Sobre este tema se requerirán estudios adicionales y recolectar más información operativa. Por otro lado, el desarrollo de los mercados de servicios complementarios en el MEM es incipiente, estando solo reglamentada la responsabilidad comercial por AGC. A este respecto también se requiere un mayor grado de desarrollo regulatorio, para crear esquemas competitivos y mecanismos eficientes de remuneración por la prestación de servicios complementarios, para asegurar la operación segura y confiable del sistema a precios razonables.

7.4.6 Impacto Económico en el Mercado de Energía

Finalmente es importante señalar que en la medida que se presente una mayor penetración de generación renovable no convencional en el sistema debe estudiarse el impacto en el equilibrio económico del mercado y cómo afecta los precios de la energía que pagarán los usuarios finales. Así, por un lado, la generación renovable, con costos variables mínimos tenderá a reducir el precio spot en varios períodos, beneficiando a la demanda, y afectando negativamente a la generación convencional a través de menores expectativas de ingresos por ventas de energía.

Esto a su vez hace que dichas plantas, que también se requieren para garantizar la confiabilidad del suministro, necesiten una mayor remuneración por firmeza, aumenten sus ofertas de energía firme y se incrementen los costos de cargo por confiabilidad, en tal caso impactando negativamente la demanda. En algún punto deberá encontrarse un equilibrio que minimice el costo total de suministro de energía para la demanda, considerando inversión, operación, transmisión, integración y firmeza de la misma.



8. Escenarios penetración de las FNCER

8

8.1 Introducción

Los objetivos de este capítulo son analizar los escenarios y las metas oficiales reflejadas en el acuerdo de París (United Nations, 2015), y proponer nuevos escenarios plausibles respecto a las metas y compromisos de mitigación de CO₂ en Colombia y a la penetración de FNCER, dentro del marco del acuerdo de París y la Comisión Intersectorial de Cambio Climático No 2. En la proyección de escenarios se retoman factores relevantes de los capítulos de barreras de penetración, políticas actuales, requisitos técnicos y ciclo de vida para complementar las variables de salida de los sistemas energéticos.

En primer lugar, se explica la metodología con la cual se simulan los escenarios y la herramienta de software utilizada para tal fin, las consideraciones especiales para Colombia.

Posteriormente se hace un análisis de los escenarios UPME de expansión de generación de energía eléctrica que están basados en los informes UPME 2014-2028 y UPME 2016-2030. Sobre estos escenarios se plantean actualizaciones de los supuestos de demanda, costos de combustibles, capacidades de FNCER e incorporación de nuevas tecnologías, con el fin de tener una actualización de los escenarios base y poder tomarlos como referencia de los escenarios propuestos por este estudio.

Finalmente se plantean tres escenarios de penetración de FNCER en que se abordan las estrategias, considerando la integración de las metas del sector transporte como la demanda más representativa en la matriz energética primaria.

8.2 Metodología

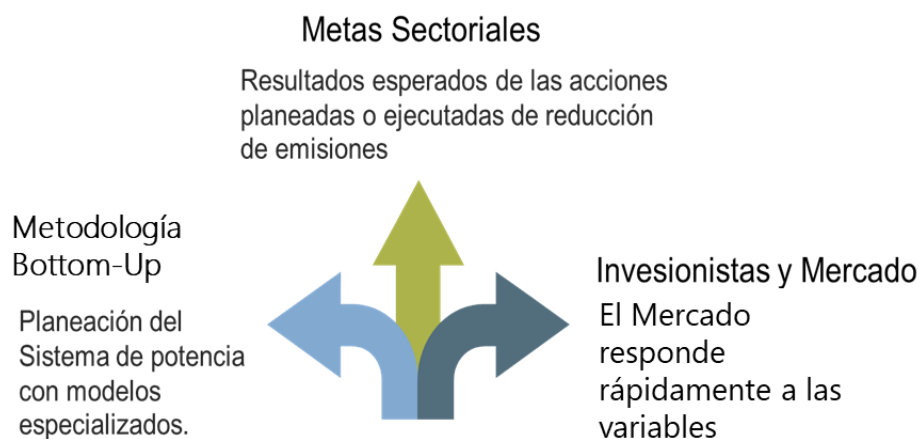
El estado del arte, respecto a los modelos de proyección de escenarios de generación de energía, está basado en dos líneas metodológicas. La primera consiste en la planeación técnica desde el nivel de detalle de cada uno de los subsistemas energéticos que lo componen: electricidad, gas, agua, combustibles, calor, entre otros, conocida como “Bottom-up”. Por su parte, la segunda línea consiste en la proyección de supuestos desde una visión integral, para hacerlos consistentes con variables socioeconómicas y con variables de sectores colaterales no modelados totalmente, esta segunda línea se conoce como “Top-down”.

Respecto a los modelos de expansión de generación eléctrica, la metodología que usualmente se utiliza en Colombia, corresponde a la primera línea, y permite la proyección de las variables de cada sistema que interactúa con las FNCER. Estos modelos normalmente realizan un análisis de flujo de carga óptimo y un análisis del sistema de potencia como requisito para validar la ubicación, capacidad y tecnología requerida para la instalación de uno o varios generadores con FNCER o con fuentes tradicionales, o un despacho de mínimo costo para suplir la demanda eléctrica de cada nodo. Entre las herramientas de software que incorporan estos análisis se encuentran: GEM, Optgen, PLEXOS, Ventyx System, UPLAN, MPODE, DIGSILENT, PowerFactory, PSS®E, NEPLAN, ANATEM (CEPEL), ETAP, EUROSTAG (Tractebel), PowerWorld Simulator (PowerWorld Corporation) and PSLF (GE).

Además de las herramientas, los expertos realizan varios análisis en el largo plazo de estabilidad de frecuencia, de protecciones, y de armónicos, entre otros, que permiten validar la penetración óptima de FNCER futura. Una vez establecida esa mezcla, se desarrollan planes de inversión en la red, se proponen actualizaciones en la topología y se plantean los escenarios factibles.

Si bien esta metodología es fundamental para la toma de decisiones a nivel técnico y económico, normalmente se presenta un desacople entre los supuestos utilizados por cada uno de los sistemas expertos y las variables socioeconómicas o del día a día del mercado, observadas por los inversionistas, tomadores de decisión y los planeadores centrales.

Ilustración 34. Desacople de los escenarios



Fuente: Elaboración Propia

Los modelos más comunes para la planeación energética y generación de escenarios usando una metodología Top-Down son Energyplan, LEAP, ENPEP-BALANCE, EMCAS, MARKAL/TIMES y BALMOREL³⁸, entre otros. Dentro de estos modelos, proponemos Energyplan para este estudio, por ser un modelo desarrollado en Dinamarca con licencia de libre uso, y una herramienta especializada en sistemas con alta penetración de FNCER, referenciado en múltiples publicaciones científicas para la evaluación de escenarios de penetración.

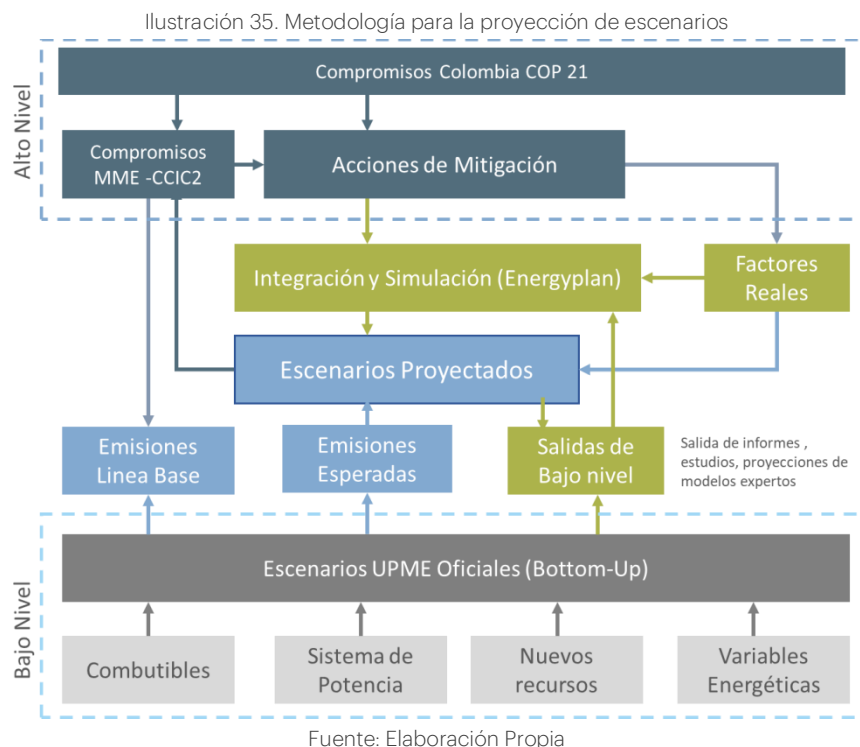
Esta herramienta (EnergyPlan) permite cubrir las necesidades del proyecto en cuanto a proyección de escenarios, teniendo en cuenta otros sistemas que interactúan con el energético, las acciones de mitigación, los factores actuales de las variables, las salidas de los modelos expertos, las metas acordadas por Colombia en París y en la CICC2, que se revisan periódicamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este estudio se propone una metodología híbrida, donde sea posible combinar las principales salidas de los sistemas de potencias expertos e integrarlas en un modelo de alto nivel para acoplar varios sistemas en forma directa y oportuna, e introducir políticas de manera explícita sin pasar por la rigurosidad de una simulación de un sistema complejo.

En el siguiente diagrama se explica la estructura de la metodología para la proyección de escenarios de penetración de FNCER y cómo interactúa con las entradas y salidas de alto nivel (visión macro) y bajo nivel (visión micro). También en el diagrama se presenta el flujo desde

³⁸ Estas herramientas pueden ser consideradas tanto Top-Down como Bottom -Up dependiendo de la aplicación ver: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf. Y http://irees.eu/irees-wAssets/docs/publications/journal-reviewed/Herbst-et-al-2012_Introduction-to-Energy-Systems-Modelling_SJES.pdf

las salidas de los Escenarios UPME hacia la línea base de emisiones con la que se establecieron los compromisos del Acuerdo de París.



8.3 Situación Actual y Escenario “Business as Usual”

Los escenarios de penetración se plantearon con un horizonte de largo plazo, desde enero de 2018 a diciembre de 2030, utilizando como principal fuente los informes de la UPME. Para la calibración del modelo se realizaron simulaciones utilizando la información real del año 2015, recopilada del ASIC, el CND, UPME, DANE y otras fuentes oficiales de energía eléctrica y combustibles, con el fin de establecer la parametrización inicial de la herramienta EnergyPlan. Los resultados arrojados por este escenario sirvieron para estimar las emisiones de CO₂ para este año de calibración y para verificar las capacidades instaladas y despachos del modelo.

Una vez se obtuvo la calibración del modelo, se construyó el escenario **Business as Usual (BAU)** para el año 2030, utilizado como línea base para la reducción de emisiones de CO₂. Este escenario considera la información de la UPME como fuente oficial.

Este escenario refleja gran parte de la percepción del gobierno colombiano en el año 2015, cuando se firmó el Acuerdo de París. En este escenario se utilizaron los supuestos del Escenario 7 del (UPME-Plan de Expansión, 2016), el escenario de demanda alta UPME de la proyección de julio de 2014, el escenario medio de la Proyección de Combustibles Líquidos UPME 2016, la Proyección de Balance de Gas UPME 2016. Se introdujeron 64,000 vehículos y 490 buses eléctricos (EVs, por sus siglas en inglés) tomados de las metas para transporte del informe de la CICC2.

Discusión: Los supuestos del escenario BAU son demasiado conservadores

Una de las principales discusiones sobre este escenario, consiste en que no incluye proyectos eólicos, fotovoltaicos ni de almacenamiento eléctrico. Sin embargo, la recomendación general para el Acuerdo de París es que este escenario sea conservador en penetración de FNCER, y que refleje una proyección de la matriz de generación eléctrica actual, lo cual aplica a Colombia. **Existen otras razones de peso para proyectar un escenario conservador de penetración de FNCER en el BAU, como son las barreras mencionadas en el Capítulo No 4, relacionadas con la falta de incentivos desde la regulación, la dificultad para el apalancamiento financiero a través de contratos de largo plazo y otras condiciones de la organización industrial del mercado.** Ubicándonos entonces en el contexto de los años 2014 y 2015, sin incentivos, sin cierre financiero, sin compromisos del gobierno, y con una matriz energética para generación de electricidad en Colombia dominada por hidroeléctricas, no parece lógico pensar en un escenario con poca o nula penetración con FNCER como escenario **BAU** o **Línea Base** para el Acuerdo de París.

Otro punto de discusión, son las variables relacionadas con los precios de los hidrocarburos que fueron utilizadas en el escenario BAU, el cual se proyectó justo antes de la caída del precio del petróleo a finales de 2014. **No obstante, aunque hay fuertes diferencias entre proyecciones utilizadas en BAU y las actuales, los precios de los combustibles internos, en Colombia, no han sufrido todavía una caída de las proporciones de los precios internacionales.** Los efectos más evidentes se reflejan en precios con una tendencia más estable para la generación de electricidad con ACPM, carbón y gas natural nacional e importado.

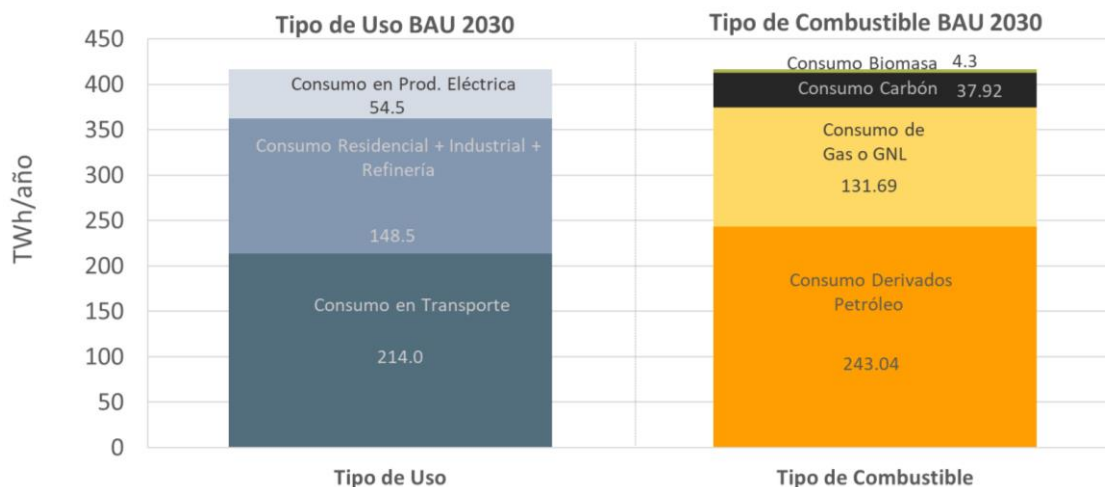
En el panorama actual de la matriz de generación de electricidad, existen otras condiciones favorables para el cumplimiento del Acuerdo de París, relacionados con una disminución de la demanda de electricidad en los años 2016 y 2017³⁹ frente a lo proyectado en UPME-2016, la potencial incorporación de una capacidad de generación Eólica de aproximadamente 1456 MW y proyectos de regulación⁴⁰ que buscan implementar la Ley 1715 de 2014, incentivar y eliminar barreras para la penetración de las FNCER.

Por el contrario, las emisiones de CO2 provenientes del consumo de combustibles fósiles con uso diferente a la producción de electricidad, parecen tener un panorama más complejo, debido a la disminución de precios del petróleo y la falta de toda clase de incentivos y compromisos nacionales y territoriales para generar una penetración fuerte de tecnologías más limpias.

³⁹ Ver informe de Demanda XM Agosto de 2017

⁴⁰ CREG 121-2017

Ilustración 36. Balance de Energía Eléctrica BAU 2030
Proyección BAU 2030 - Consumo de Combustibles Fósiles por Uso y Tipo



Fuente: Elaboración Propia. Proyección de Combustibles Líquidos UPME 2016.

En la Ilustración 36 se presenta el consumo de combustibles tanto para uso final como el tipo de procedencia, en el cual se observa la alta participación del sector transporte como uso final y de los derivados de petróleo principal fuente en el BAU para 2030.

Respecto al transporte, es el uso final que más consumo de combustibles requiere para 2030. En la ilustración también se omitió el porcentaje de transporte que actualmente utiliza electricidad, que corresponde a menos del 0.01%⁴¹, el cual es muy pequeño, en comparación a otros países de la región, como Chile (3%⁴²) y México (2%⁴³), y más aún con relación a países como China (4%⁴⁴) donde además se está analizando la posibilidad de prohibir por completo los vehículos con combustibles fósiles.

De la ilustración anterior, es evidente que el sector transporte no sólo representa la mayor porción de consumo energético, sino que su fuente principal son los combustibles fósiles, mientras que la producción de electricidad en el BAU proviene en un gran porcentaje de hidroeléctricas y FNCER existentes.

La penetración de FNCER en el sector transporte podría darse de manera indirecta para una mayor contribución en la reducción de emisiones, dando cabida a la sustitución de combustibles fósiles. En la Ilustración 37, se puede observar el incremento de las emisiones con los supuestos del escenario BAU, que se considera la línea base sobre la cual se fijaron las metas para el Acuerdo de París.

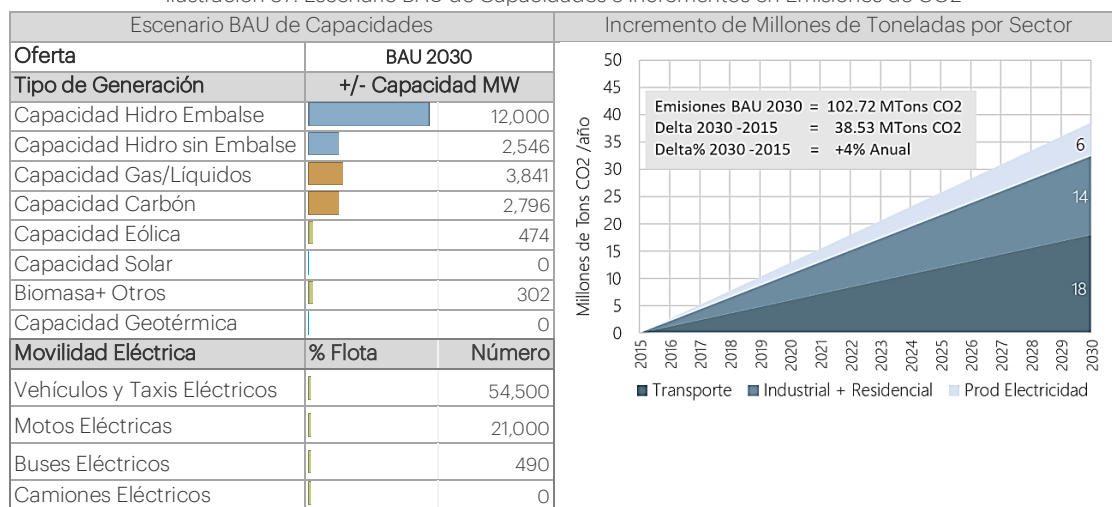
⁴¹ En el BAU basado en UPME 2014 -2028 Corresponde al metro de Medellín, el tren de Paz del Río y una pequeña flota de buses, taxis y vehículos particulares

⁴² Balance Nacional de Energía 2015- Ministerio de Minas y Energía de Chile

⁴³ <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/transportation.pdf>

⁴⁴ Key China Energy Statistics 2017

Ilustración 37. Escenario BAU de Capacidades e Incrementos en Emisiones de CO₂



Fuente: Elaboración Propia, Escenarios UPME e Información de la CICC2

De acuerdo con las ilustraciones anteriores, el sector transporte representa uno de los principales retos para la consecución de las metas de emisiones, tanto por la cantidad de energía que consume, como por el tipo de combustible que usa.

Discusión: Las metas deben ser integradas para el sector energía

En el escenario BAU, las emisiones totalizadas de los principales sectores de consumo de energía primaria (Transporte + Industrial + Residencial + Producción de Electricidad) alcanza los **102.72 Mtons** de CO₂, por lo tanto, la meta del 20% para energía, con las acciones del gobierno, consiste en producir emisiones menores o iguales a **82.18 MTons de CO₂ en 2030**

Dado que las metas de reducción de emisiones para el Acuerdo de París integran todos los sectores del país, **se debe trabajar con una meta integrada para los sistemas que consumen energía primaria, para lograr una única estrategia armonizada**, en vez de utilizar metas y acciones separadas: unas para producción de energía eléctrica y otras para transporte.

En ese sentido, parece lógico direccionar los esfuerzos del sector energía en la penetración de FNCER hacia la reducción de demanda de combustibles originada por el sector transporte, priorizando las estrategias de este sector y armonizándolas con el eléctrico, debido a la fuerte relación que sostienen en el largo plazo.

8.4 Supuestos clave para la construcción de escenarios

La proyección de escenarios de penetración de FNCER requiere el análisis de un gran conjunto de variables de diferentes sectores. Sin embargo, la metodología híbrida y el modelo EnergyPlan que se utilizó, permiten simplificar el análisis a valores factibles y actualizados con la realidad reciente. Las principales variables que se proyectaron en los escenarios están relacionadas con la oferta de generación eléctrica, sin embargo, para habilitar la penetración de FNCER y lograr resultados globales para todo el sector de

energía, se consideraron otros supuestos del lado de la demanda, relacionados con las tecnologías que más consumen energía fósil en el país.

Aspectos clave como la entrada de tecnología eléctrica en los servicios de transporte urbano y transporte de carga, así como la ejecución de los programas de eficiencia energética, la generación solar fotovoltaica distribuida, y el almacenamiento eléctrico son esenciales para lograr un mejor impacto en los resultados de la penetración, como se explicará más adelante.

8.4.1 Potenciales para Generación distribuida y a pequeña escala de FNCER

La penetración de generación distribuida con FNCER es un resultado natural de la entrada de las tecnologías mencionadas anteriormente, debido a la dinámica que trae la sofisticación de la oferta y de la demanda sobre el cambio tecnológico y la sensibilidad ante el cambio climático. Respecto a este tema se realizaron las siguientes actividades:

1. Se revisó la experiencia internacional acerca de los niveles de penetración de cada tecnología, así como el estado actual de Colombia en esta materia.
2. Se analizaron los potenciales segmentos de penetración por crecimiento de demanda, condiciones técnicas, recursos energéticos disponibles y congestión en sus redes.
3. Se proyectaron escenarios base de demanda con curvas de carga horarias para los posibles segmentos de las principales áreas de distribución en Colombia.
4. Se proyectó la proyección de demanda horaria por tipo de día y tipo de usuario por área de distribución.

De esta fase de actividades se identificaron factores facilitadores para la penetración geolocalizada de la generación distribuida y autogeneración:

Autogeneración:

- Número de usuarios regulados y no regulados
- Recurso energético primario abundante
- Crecimiento de la demanda
- Áreas superficiales disponibles
- Costo de oportunidad de la energía
- Políticas y apoyo local
- Costo del megavatio instalado
- Regulación con Medición neta

Generación Distribuida:

1. Riesgos por alta cargabilidad de equipos de SDL o STR
2. Problemas de tensión en STR o SDL
3. Recurso energético primario abundante
4. Costo de oportunidad de la energía
5. Regulación de Generación Distribuida
6. Curva de carga con altos consumos en horas picos
7. Cargas radiales alejadas de sistemas de transmisión
8. Zonas con problemas de recaudo

Con base en estos factores se pueden establecer las zonas donde es más probable la penetración de cada recurso energético. Por ejemplo, en la siguiente ilustración se visualizan las zonas donde los principales factores son representativos, para la entrada de nuevos proyectos de generación distribuida y a pequeña escala.

Ilustración 38. Probabilidad geolocalizada de instalación de generación distribuida por recurso



Fuente: Informe de demanda XM, Julio 2017, UPME Atlas de Sol, IDEAM Velocidad de Viento, XM, Informe de Restricciones, UPME Potencial de Biomasa.

Con base en lo anterior, se pueden categorizar segmentos de penetración donde se presentan similares potenciales para la penetración de FNCER, teniendo en cuenta los costos de oportunidad de la autogeneración respecto a los costos totales del servicio de energía eléctrica (Costo Unitario de la Tarifa) para el tipo de demanda del segmento. La siguiente tabla resumen las conclusiones del análisis de cada uno de los segmentos:

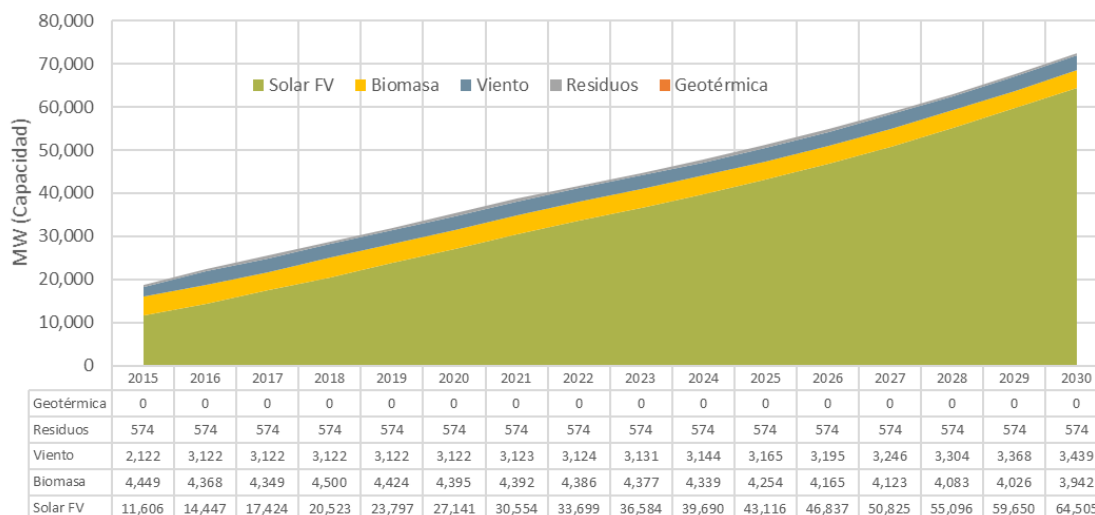
Segmento	Descripción del Potencial de Penetración
Industrial con biomasa	Principalmente en Valle del Cauca, en industria de alimentos, se espera penetración media de Biomasa.
Industrial Interior sin Biomasa	Presenta un potencial medio en FV, la penetración esperada es baja por bajo crecimiento de demanda 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: Elaboración Propia

Respecto a la probabilidad de penetración de generación distribuida y a pequeña escala, las proyecciones internacionales hacen una diferenciación fuerte de la tecnología fotovoltaica y su alta penetración respecto a las otras. En Estados Unidos, por ejemplo, la proyección de

generación distribuida fotovoltaica supera por mucho a las otras tecnologías FNCER en las proyecciones del EIA, como se observa en la Ilustración 39.

Ilustración 39. Proyección de nueva capacidad de generación Distribuida de FNCER en USA
Proyección de Generación Distribuida FNCER en USA (EIA 2017)



Fuente: Elaboración Propia. Datos tomados de EIA, Annual Energy Outlook 2017⁴⁵

Estas proyecciones tienen sentido tanto en Estados Unidos como en Colombia, debido a los bajos costos de la generación fotovoltaica a pequeña escala, que la generación distribuida de otras tecnologías, incluso menor que la generación fotovoltaica a gran escala, porque la primera compite con precios minoristas de electricidad y no requiere compra o alquiler de terrenos en la mayoría de los casos. En adición, de los proyectos registrados en la UPME a pequeña escala, más del 65% son fotovoltaicos⁴⁶.

En conclusión, para proyectar la penetración de generación distribuida, es suficiente con proyectar la generación FV distribuida en los segmentos analizados, dado que es la única que podría tener un impacto significativo en la matriz energética. Las otras tecnologías que podrían entrar se asumirían como pequeñas variaciones de la generación a gran escala de hidroeléctricas, biomasa, eólica y geotérmica, considerada en los planes de expansión. En la siguiente tabla se presentan los resultados de una proyección por segmentos de la generación distribuida FV, propuesta por el equipo consultor.

Tabla 36. Penetración de FV por segmentos Central y distribuida

Escenario	Industria I con biomasa MW	Residencial Caribe MW	Industrial Caribe MW	Residencial No Caribe MW	Industria I Interior sin Biomasa MW	Resto Antioquia y Centro MW	Resto País MW	Resto Caribe y gran escala MW	Total Gran escala y GD MW
Bajo	0.01	0.4	5.01	1.01	2.01	32	7.02	200	247
Medio	2.31	1	12.51	0.56	2.86	143	17.69	544	724
Alto	4.6	1.6	20	0.56	3.3	366	60	744	1200

Fuente: Elaboración propia y Escenario 0 del plan de expansión UPME 2016-2030

⁴⁵ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

⁴⁶

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Inscripci%C3%B3ndeProyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/113/Default.aspx>

Los totales de la tabla anterior consideran las cantidades a gran escala. Respecto al escenario más reciente UPME, el escenario bajo propuesto sólo incrementa en 13 MW la capacidad FV que propuso la entidad. En el escenario alto la penetración total está limitada por la capacidad de consumo de los segmentos en las horas de sol, los criterios de demanda mínima de la zona y las restricciones de la red de distribución. El escenario medio se calculó como un valor promedio entre el alto y el bajo.

8.4.2 Entrada de vehículos, buses, transporte de carga, taxis y motos eléctricas:

El escenario bajo tiene como supuesto principal una entrada limitada de vehículos eléctricos previstos por la CICC2 para 2050, los cuales fueron extrapolados a 2030 para simular este escenario. El escenario medio es en cambio más agresivo con los vehículos de transporte público comprendido por taxis y buses, llevando la meta a valores que requieren una infraestructura urbana importante. Finalmente, el escenario Alto es altamente exigente con la sustitución, intentando reemplazar gradualmente toda la flota de buses, taxis, camiones de carga y autos particulares a 2050, y dejando en el camino una sustitución muy alta en 2030.

Tabla 37. Escenarios de penetración de EVs sobre el total de la flota en 2030

Vehículo	Bajo (% de flota en 2030)	Medio (% de flota en 2030)	Alto (% de flota en 2030)
Taxis EE	6.25%	40.00%	54.18%
Buses EE	1.38%	20.34%	74.30%
Carga EE	0.00%	5.20%	37.15%
Autos/Motos EE	0.49%	0.49%	12.88%

Fuente: Elaboración propia. Análisis utilizando Informe trimestral de transporte DANE 2017-I

8.4.3 Sistemas de almacenamiento de electricidad

En concordancia con la entrada de vehículos eléctricos al sistema colombiano, las fuentes de almacenamiento tendrían un papel importante en los escenarios medio y alto, considerando la alta variabilidad de los ciclos de consumo de los EVs y de la electricidad proveniente de FNCER que se utilizaría para abastecerlos.

Tabla 38. Resumen de escenarios de sistemas de almacenamiento, considerando los existentes

Sistema de almacenamiento	Bajo (GWh)	Medio (GWh)	Alto (GWh)
Electricidad	-	9.6 (200MW)	20.0 (400MW)
Agua (embalses)	18,029.0	18,029.0	18,029.0
GNL (tanques regasificación)	2,552.0	2,552.0	2,552.0

Fuente: Elaboración propia. Plan de Expansión UPME de G y T, 2016-2030

8.5 Escenarios Propuestos de penetración de FNCER

Los escenarios propuestos para este estudio se plantearon a través de consenso del equipo consultor, teniendo en cuenta la información de barreras, políticas y los supuestos clave expuestos en los capítulos anteriores de este informe.

8.5.1 Entradas al modelo

Las entradas al modelo corresponden se describen en cada uno de los escenarios, regulando que las variables de demanda y oferta que los componen mantengan el Pareto en cuanto a penetración y que se cumplan con las restricciones de los sistemas físicos, como redes eléctricas, número de vehículos factibles, entre otros.

La expansión de generación eléctrica se proyectó a 2030 utilizando las capacidades de expansión del escenario cero de UPME – 2016-2030, donde se resalta la introducción de FNCER con 1,456 de eólica, 50 MW de Geotérmica, 234 MW de FV y 402 MW de Biomasa. Las cantidades adicionales de FNCER se presentarán más adelante en cada escenario.

La demanda eléctrica que se utiliza en todos los escenarios consiste en una corrección a la cantidad de demanda proyectada para 2030, en el plan mencionado anteriormente. Esta corrección se calculó proyectando la demanda observada en 2016 hasta 2030, con la misma tasa que utiliza el escenario UPME 2016-2030 y con la cual se obtuvo una reducción de 8.44 TWh/año en 2030 frente a lo proyectado por la UPME. La demanda en número de buses, camiones, motos y vehículos sigue siendo la misma del escenario BAU, que corresponde a un aumento del 2% anual respecto a la actual. La demanda de combustibles para 2030 varía con la simulación de EVs, pero la demanda industrial y residencial se mantiene igual a la proyectada en el informe de proyección de combustibles líquidos y al balance de gas de la UPME de 2016.

Los precios de los combustibles proyectados se construyeron con base en los precios actuales. Luego se indexaron con los valores de futuros de la bolsa de Chicago⁴⁷ para cada combustible al cierre del 31 de agosto de 2017, Henry Hub para gas natural, Brent para petróleo y ARGUS-McCloskey para el carbón.

Las anteriores variables aplican para los tres escenarios, mientras que las descripciones que se presentan a continuación se centran en las variables que los diferencian:

Escenario Bajo: Penetración baja de FNCER y baja penetración de EVs: Este es el escenario con menor penetración de FNCER, pero con una baja demanda de energía eléctrica en comparación con los otros escenarios, a causa de una baja sustitución del transporte a tecnología eléctrica. En este sentido, con la sustitución en transporte prácticamente nula, la penetración de FNCER en la matriz eléctrica podría significar un sobre costo ocioso para la demanda eléctrica actual, dado que la demanda también sería más baja que lo planeado.

Escenario Medio: Penetración moderada de FNCER, EVs y almacenamiento: Respecto al escenario UPME 2016-2030, se proyecta una menor entrada de plantas de Carbón en 364 MW y se incorporan 200 MW de almacenamiento eléctrico. Respecto a la demanda, se sustituyen 192,000 taxis, 14,000 camiones de carga y 7,200 buses urbanos de combustibles fósiles (ACPM, Gasolina y GNV) a eléctricos. También se proyecta una reducción de 1.7 TWh/año de la demanda industrial por eficiencia energética.

Escenario Alto: Penetración alta de FNCER, EVs, generación distribuida y almacenamiento: Respecto al escenario UPME 2016-2030, se proyecta una menor entrada de plantas a

⁴⁷ <http://www.cmegroup.com/>

Carbón en 764 MW y se incorporan 400 MW de almacenamiento eléctrico. Se sustituyen 350,000 taxis, 900,000 vehículos y motos particulares, 100,000 camiones de carga y 35,400 buses urbanos eléctricos.

En la siguiente tabla se presentan los principales inputs con las fuentes de información que fueron introducidas al modelo de proyección de los escenarios.

Tabla 39. Variables utilizadas en los escenarios

No	Variable	Fuente	Descripción de uso de fuente
1	Demanda de Energía y Potencia para BAU	UPME Proyección Demanda Energía Eléctrica Julio de 2014. Demanda de Potencia horaria FTP XM archivo trsdmmdd.txf.	Valor de demanda anual original del informe. Valor de potencia horaria
2	Demanda de Energía y Potencia para escenarios propuestos	UPME Proyección Demanda Energía Eléctrica -junio de 2016. Demanda de Potencia horaria FTP XM archivo trsmmmdd.txf.	Se hizo la corrección utilizando el crecimiento del informe UPME a la demanda real de 2016.
3	Capacidad Instalada EE	Plan de Expansión de Generación y Transmisión UPME 2014- 2028 y 2016-2030	Valores originales para convencionales y se agrega más FNCER.
4	Consumo de Combustibles líquidos	Proyección de Combustibles Líquidos UPME 2016	Valores proyectados a 2030. Se hizo distribución para transporte e industrial con base en el consumo de 2014
5	Balance de Gas Natural	Proyección De Gas Natural en Colombia 2017 - 2031	Valores proyectados a 2030 para GNV e industrial + Residencial.
7	Consumo de Carbón	Mercado Nacional e Internacional de Carbón 2006	El informe no tiene proyección a 2030 pero estima un consumo de carbón industrial de 2 millones de toneladas, el cual se mantuvo constante.
8	Capex y Costos Variables	International Energy Agency. 2016. Outlook.	Se actualizaron los precios de suministro de fuel oil y GNL con el escenario conservador.
9	Demanda Actual de Energía	XM - Informe de Demanda diciembre 2016 y 2015	Se utilizó el original para el escenario de calibración y se actualizó la de 2016 para los proyectar los propuestos.
10	Eficiencia Energética	UPME 2016 Plan de Acción Indicativo de EE PAI 2017-2022	Se reclasificaron los usos de combustibles dos, en "Transporte" y "Terciario + Industrial + Residencial"
11	Número de Vehículos actuales	DANE Encuesta de transporte Urbano de pasajeros I trimestre 2017	Se utilizó el número de vehículos actuales y la tasa de crecimiento de 2016 a 2017 para proyectar a 2030.
12	Conversión de cifras	Energy Conversions". Oak Ridge National Laboratory. 2009	Se utilizaron las conversiones principales para expresar las unidades en TWh/año

Fuente: Elaboración Propia.

8.5.2 Simulación y Resultados

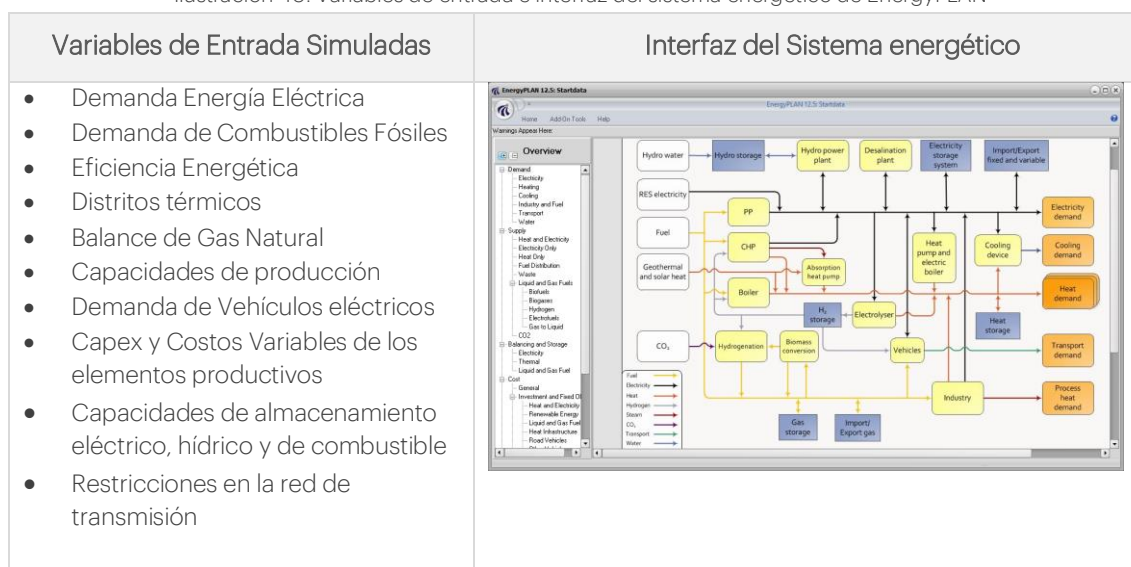
La simulación en el modelo se realizó EnergyPLAN, confeccionando las entradas de cada escenario y procesando las salidas que se requieren para establecer hallazgos y recomendaciones para la Misión de Crecimiento Verde en Colombia. Este modelo está basado en la optimización de los sistemas energéticos para encontrar escenarios factibles de penetración de FNCER y otras tecnologías, minimizando el costo total de operación e inversión. El modelo fue elaborado para servir como una herramienta para la planeación de estrategias energéticas a través de análisis técnico y económico, con la permanente actualización de nuevas tecnologías que pueden tener impacto en los sistemas.

Respecto a los parámetros del estudio, se utilizaron los siguientes parámetros:

1. El horizonte simulado fue un año (enero a diciembre de 2030).
2. Se utilizó una granularidad horaria de las variables de entrada y salida.
3. Se ingresaron supuestos de movilidad y almacenamiento eléctrico, hídrico y de gas natural importado.

En las siguientes ilustraciones se presenta un resumen de las variables de entrada y salida que interactúan en los escenarios simulados y una visualización de la interfaz del sistema se presenta, mientras que en el Anexos Capitulo Escenarios se consolidaron los valores de las principales variables de entrada y salida resultantes de todos los escenarios:

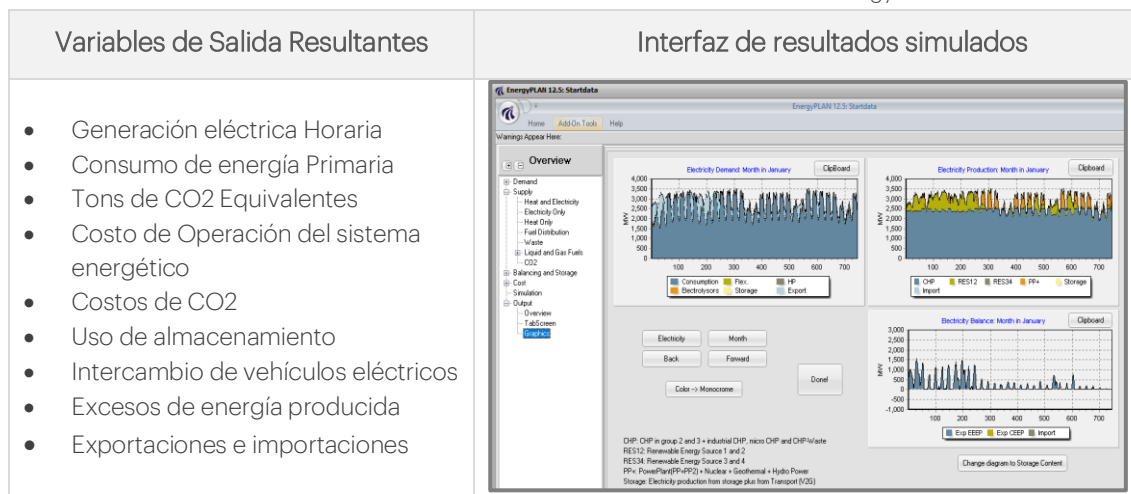
Ilustración 40. Variables de entrada e interfaz del sistema energético de EnergyPLAN



Fuente: Elaboración Propia. Guía de usuario EnergyPLAN

Con base en las capacidades del modelo, se representaron los sistemas de consumo y producción de combustibles primarios y de electricidad para Colombia, sus capacidades, demandas, costos y la interacción entre ellos.

Ilustración 41. Variables de salida e interfaz de los resultados de EnergyPLAN

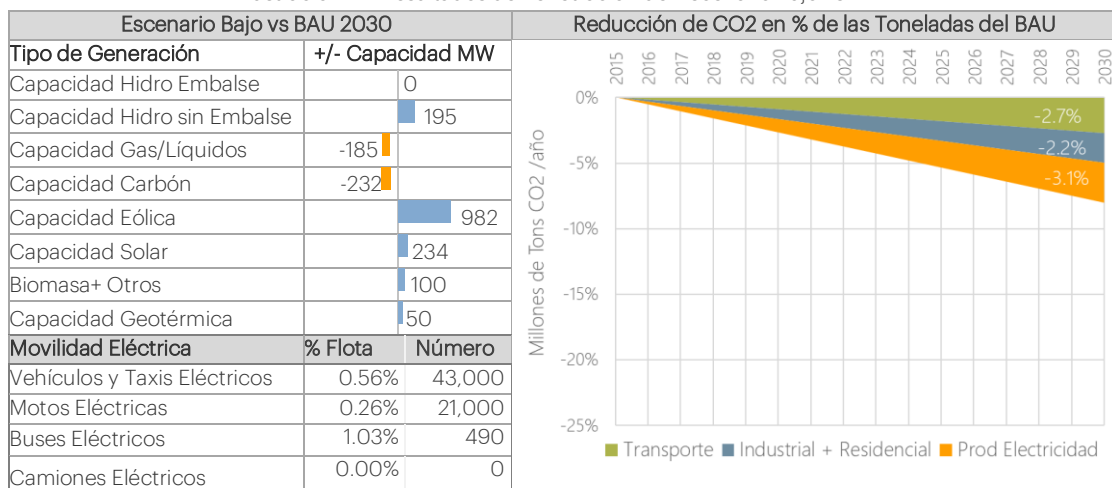


Fuente: Elaboración Propia. Guía de Usuario de EnergyPLAN

Los resultados obtenidos en cada escenario se procesaron para clasificar las emisiones de CO2 provenientes de las diferentes fuentes y tipos de uso, como principal variable para evaluar la probabilidad de que cada escenario pueda alcanzar la meta acordada para el sector energía.

Resultados Escenario Bajo: Los resultados del Escenario Bajo vs BAU se esquematizaron en la siguiente ilustración:

Ilustración 42. Resultados de Penetración del Escenario Bajo vs BAU



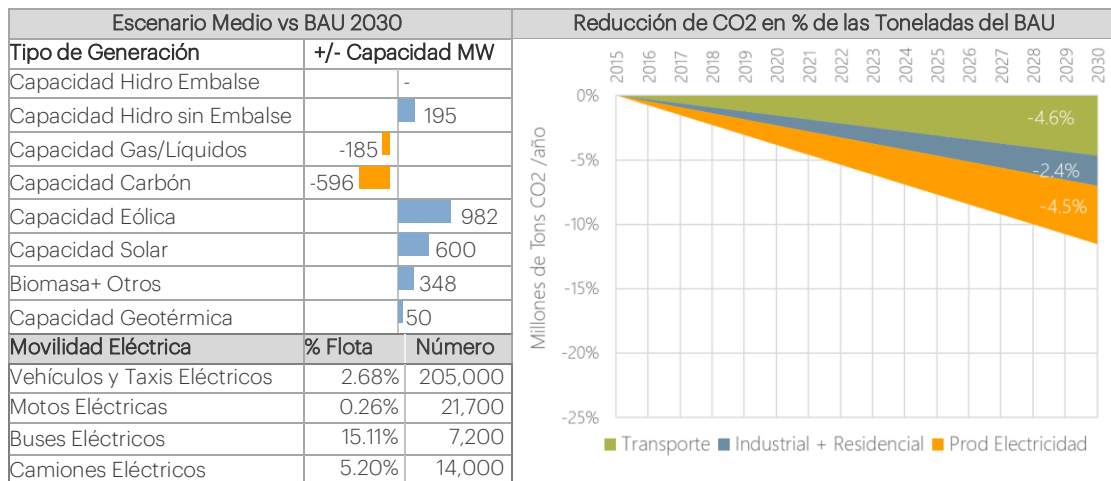
Fuente: Elaboración Propia. Resultados procesados de EnergyPlan de escenario bajo.

La penetración de FNCER del escenario bajo, presentada del lado izquierdo de la Ilustración 42, logra reducir en 8% (102.72 vs 98.76 MTons CO2) las emisiones de CO2 respecto a las esperadas en la línea base – BAU. Este resultado con baja penetración puede considerarse como una actualización de los valores recientes a la proyección del BAU, dado que las acciones que contempla son mínimas en comparación con el BAU. Sin embargo, la contribución de 3.1% en el subsector de generación indica que la entrada adicional de generación eólica es importante para las metas, pero al incrementarse la capacidad no se

produce un efecto significativo en la reducción de emisiones, debido a la falta de demanda de electricidad, por lo cual sólo es posible aumentar la penetración de FNCER si se logra realizar una mayor sustitución por movilidad eléctrica en el sector transporte.

Resultados Escenario Medio: Los resultados del Escenario Medio vs BAU se esquematizaron en la Ilustración 43, con un resultado de reducción de 11.5% respecto al BAU. En este escenario fue fundamental el impacto causado por la modesta penetración de movilidad eléctrica en el sector transporte, principalmente en la flota de buses urbanos eléctricos proyectados a 2030 (15.11% de 47,644 Buses).

Ilustración 43. Resultados de Penetración del Escenario Medio vs BAU



Fuente: Elaboración Propia. Resultados procesados de EnergyPLAN de escenario medio.

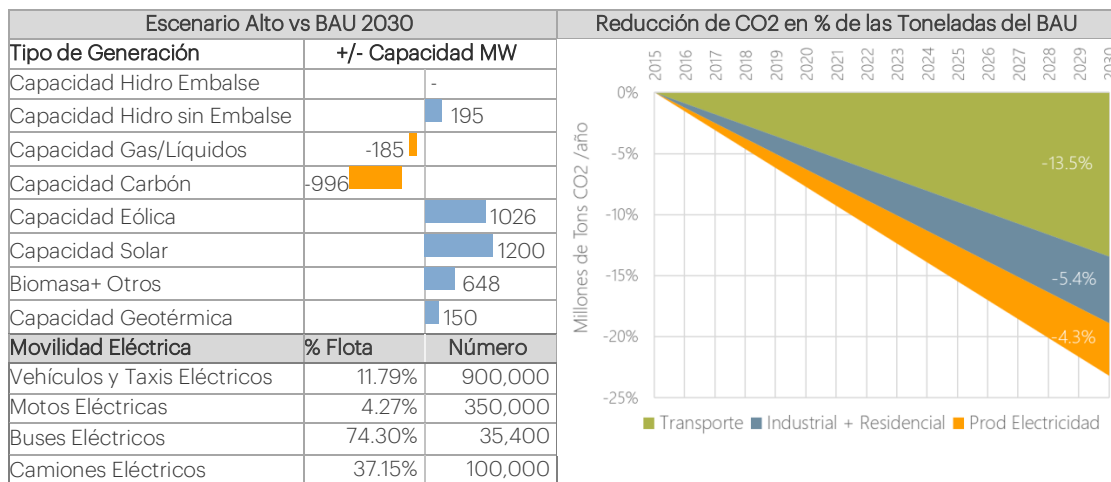
Otro resultado importante fue la reducción de generación con combustibles fósiles para la seguridad eléctrica del área Caribe, agregando sistemas complementarios basados en FNCER, por ejemplo, el almacenamiento eléctrico y los controles para soportes de tensión y frecuencia mencionados en el capítulo 6 de Requerimientos Técnicos. En este escenario medio, se introdujeron 200 MW de almacenamiento eléctrico en el área Caribe con capacidad de prestar servicios complementarios de soporte de tensión, AGC y regulación primaria de frecuencia.

Resultados Escenario Alto: Los resultados del Escenario Alto vs BAU se esquematizaron en la Ilustración 44, con un resultado de reducción de 23.2% respecto al BAU. En este escenario se priorizó en la penetración de movilidad eléctrica en el sector transporte y se balanceó con más entrada de todas las posibles FNCER. Durante la planeación de este escenario, se proyectó una entrada masiva de movilidad eléctrica sin penetración de FNCER, que ocasionó un incremento de generación con plantas a Carbón en las áreas Caribe y Norte de Santander resultando contraproducente la sustitución para los fines de la Misión de Crecimiento Verde⁴⁸.

En el escenario alto, se introdujeron además 400 MW de almacenamiento eléctrico, que permitieron mayor nivel de generación de las FNCER, y redujeron la generación por seguridad en el área Caribe con combustibles fósiles.

48 Este análisis se puede observar en el Capítulo 5 de Análisis de ciclo de vida.

Ilustración 44. Resultados de Penetración del Escenario Alto vs BAU



Fuente: Elaboración Propia. Resultados procesados de EnergyPLAN de escenario alto.

La entrada masiva de movilidad eléctrica conllevó a un aumento significativo de la demanda de energía eléctrica en (8.38 TWh/año) que fue suplido en su gran mayoría con generación de FNCER. También se simuló una reducción de 2.27 TWh/año de la demanda industrial eléctrica esperada en 2030, como consecuencia de los planes de eficiencia energética.

Discusión: Análisis complementarios de los escenarios

La penetración masiva de movilidad eléctrica en sincronía con una penetración alta de las FNCER genera resultados satisfactorios respecto a las metas de CO2 proyectadas en el BAU, más adelante en la segunda y tercera parte de este estudio, se presentarán dos aspectos claves que aportan a la discusión sobre los análisis costos-beneficios, los cambios en políticas, impactos regulatorios y recomendaciones para lograr estos resultados:

- Análisis de la Demanda: Se estudiarán los costos reales de las tecnologías de movilidad eléctrica para los análisis costo-beneficio
- Recomendaciones: Se realizarán propuestas en cuanto a políticas y regulación aplicable y se llevara a cabo el análisis costo-beneficio para evaluar los posibles resultados de las recomendaciones.

8.6 Conclusiones sobre la Penetración de las FNCER

8.6.1 Penetración de FNCER en el sistema energético

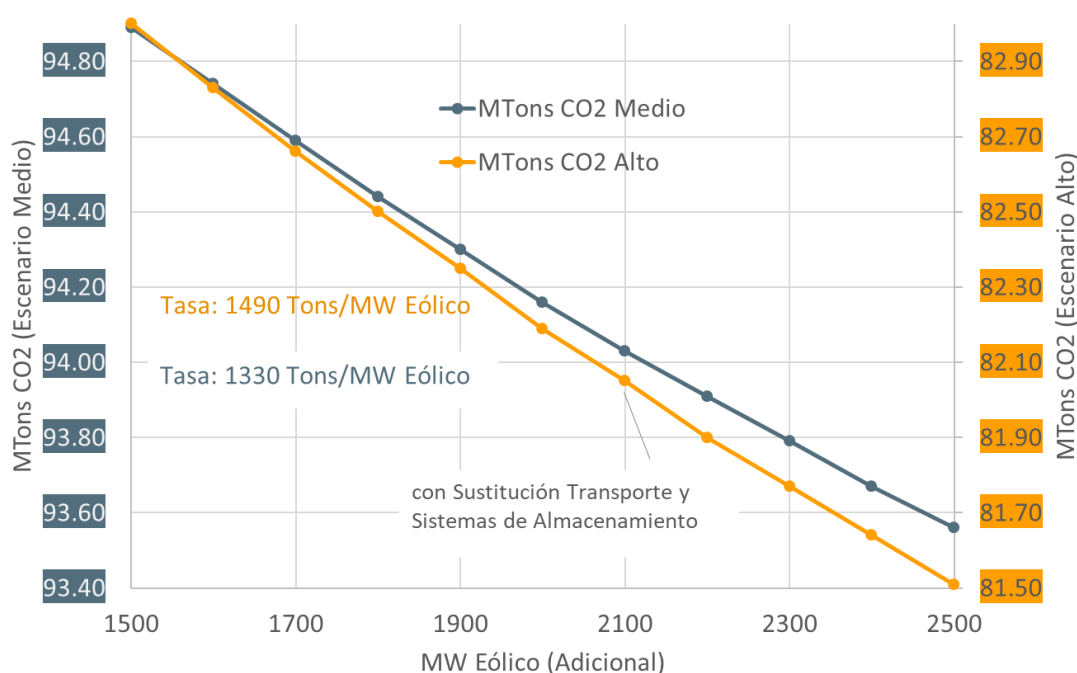
La penetración de las FNCER consiste en una optimización del costo-beneficio de todo un sistema integrado de producción y consumo de muchas fuentes y usos finales de energía, del cual, ellas son un nuevo componente. Una estrategia o política para incrementar la penetración de las FNCER sin articulación con el resto del sistema, con el único fin de reducir las emisiones de CO2, puede resultar costosa para la demanda, o en su defecto, riesgosa para los potenciales inversionistas.

En este mismo sentido, las simulaciones con alta penetración de FNCER, han presentado una mejora en el aprovechamiento de estos recursos si se complementan con sistemas de almacenamiento eléctrico. Estos últimos, no se consideran como un requisito, pero sí como una recomendación para un mejor costo-beneficio de la penetración.

A manera de ejemplo, se simularon mayores niveles de penetración de capacidad eólica al sistema, respecto a los valores propuestos en los escenarios, y se calcularon las emisiones de CO2 resultantes en cada nivel de penetración. En la siguiente ilustración, se presentan los valores de capacidad eólica en el eje X (en MW) y las emisiones resultantes de CO2 (en MTons) de la simulación para ambos escenarios.

Ilustración 45. Penetración de Eólica vs Emisiones de CO2 en Escenario Alto y Medio

Tasa de Reducción de MTons CO2 en Escenario Alto y Medio



Fuente: Elaboración propia. Simulación de penetración por etapas en EnergyPLAN

La línea naranja corresponde al resultado de incrementar la penetración eólica en el escenario alto, desde 1500 MW a 2500 MW. La tasa de reducción estimada para el escenario alto es de 1490 Tons (Año) / MW adicional de eólica. Esta tasa es superior a la penetración que se obtiene en el escenario medio (1330 Tons/MW), el cual difiere principalmente en el nivel de sustitución de transporte fósil a eléctrico y los sistemas de almacenamiento que los complementan⁴⁹.

8.6.2 Acciones para lograr mayor penetración

Las acciones que logran mayor penetración están relacionadas con la eliminación o reducción de las barreras mencionadas en el capítulo 4 de Análisis de barreras de penetración de las FNCER, sin embargo, en los escenarios evaluados, se pueden encontrar acciones que tienen un alto impacto para la penetración de las FNCER y que están

⁴⁹ El escenario alto tiene más capacidades de otras fuentes de FNCER, sin embargo esto no contribuye a que éste tenga una tasa de reducción de emisiones más alta.

encaminadas a facilitar la entrada eficiente de estas tecnologías sin intervenir fuertemente la competencia del mercado o sobre-instalar el parque de generación sin un beneficio económico neto para la demanda.

Estas acciones deben balancear las necesidades que surgen del incremento de demanda o de la sustitución de combustibles fósiles con la entrada en sincronía de la nueva capacidad de FNCER.

Desde el punto de vista económico, una de las principales acciones, que será objeto de estudio en los siguientes entregables, es la implementación de subastas físicas para la casación de nueva demanda y nueva oferta, que formen contratos bilaterales de largo plazo. Por ejemplo, el distrito u operador de una flota de buses urbanos eléctricos que demandará 50 GWh/año de energía eléctrica, podría apalancar la entrada de FNCER a través de contratos de largo plazo y al mismo tiempo garantizar un precio estable durante la vida útil de la flota.

Por otro lado, desde el punto de vista técnico, los sistemas de almacenamiento eléctrico⁵⁰ y el almacenamiento implícito de los EVs⁵¹ permiten una mayor producción de los sistemas FV en las redes de distribución, siempre y cuando se logre una complementariedad energética entre estos recursos y la curva de carga diaria. Dentro de los hallazgos de este estudio, se encontró además que la adición de EVs al sistema energético nacional permite una mayor producción de eólica sin exceso de producción eléctrica, y también reduce considerablemente las emisiones nacionales de CO₂.

8.6.3 Sobre las metas de energía

Una de las conclusiones más importantes de las cifras y las proyecciones de escenarios consiste en la coordinación de las acciones y la totalización de las metas correspondientes a todos los subsectores consumidores de energía primaria.

Esta integración permite que se obtenga un mejor resultado de reducción de emisiones a nivel con esfuerzos articulados y acciones transversales que involucran el lado de la demanda y la oferta. El sector transporte, como mayor consumidor de energía fósil en el país, y con regulación e impuestos a nivel distrital y nacional representa un reto importante para la armonización de las acciones para la reducción de las FNCER en Colombia.

⁵⁰ Se considera que los embalse hídricos también favorecen la penetración de FNCER

⁵¹ Con capacidad de inyección a la red

9

Referencia a Normatividad y Estándares Internacionales

Referencias Normativas para Plantas eólicas

1. **DS/EN 50160:2010:** Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks.
2. **DS/EN 60038:2011:** CENELEC standard voltages.
3. **Joint Regulation 2014:** 'Connection of electrical equipment and utility products'.
4. **Section 6 of the Danish Heavy Current Regulation:** 'Electrical installations', 2003.
5. **Section 2 of the Danish Heavy Current Regulation:** 'Design of electricity supply systems', 2003.
6. **DS/EN 60204-1:2006:** Danish Heavy Current Regulation Safety of machines – Electrical equipment of machines.
7. **DS/EN 60204-11:2002:** Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 11: Requirements for HV equipment for voltages above 1000 V a.c. or 1500 V d.c. and not exceeding 36 kV.
8. **IEC-60870-5-104:2006:** Telecontrol equipment and systems, Part 5-104.
9. **IEC 61400-1:2005:** Wind Turbines – Part 1: Design requirements.
10. **IEC 61400-2:2013:** Wind Turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines.
11. **IEC 61000-4-15:2010:** Testing and measurement techniques – Section 15: Flicker metre – Functional and design specifications.
12. **IEC 61400-21:2008:** Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
13. **IEC 61400-22:2010:** Conformity testing and certification.
14. **IEC 61400-25-1:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – overall description of principles and models.
15. **IEC 61400-25-2:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information models.
16. **IEC 61400-25-3:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information exchange services.
17. **IEC 61400-25-4:2008:** Communications for monitoring and control of wind power plants – mapping to communication protocol stacks.
18. **Danish Executive Order no. 73 of 25 January 2013:** Executive Order on the technical certification scheme for wind turbines.
19. **Technical regulation TR 5.8.1:** 'Måledata til systemdriftsformål' (Metering data for system operation purposes), dated 28 June 2011, Rev. 3.0, document no. 17792/10 (= new doc. no. 13/89692-218).
20. **Technical regulation TR 5.9.1:** 'Systemtjenester' (Ancillary services), dated 5 July 2012, Rev. 1.1, document no. 91470-11 (new doc. no. 13/89692-225).
21. **Regulation D1:** 'Settlement metering', March 2016, version 4.11, document no. 16/04092-1.

22. **Regulation D2:** 'Technical requirements for electricity metering', May 2007, Rev. 1, document no. 171964-07 (new doc. no. 13/91893-11).
23. **IEC 60870-5-104:2007:** Telecontrol equipment and systems, Part 5-104.
24. **DS/CLC/TS 50549-1:2014:** Requirements for generating plants to be connected in parallel with a distribution network – Part 1: Generating plants larger than 16A per phase to be connected with a low voltage network.
25. **DS/CLC/TS 50549-2:2014:** Requirements for generating plants to be connected in parallel with a distribution network – Part 2: Generating plants to be connected with a medium voltage network.
26. **IEC 60050-415:1999:** International Electrotechnical Vocabulary.
27. **DS/EN 61000-3-2:2014:** Limit values – Limit values for harmonic current emissions (equipment input current up to and including 16A per phase).
28. **DS/EN 61000-3-3:2013:** Limit values – Limitation of voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, from equipment with a rated current $\leq 16A$ per phase which is not subject to conditional connection rules.
29. **IEC/TR 61000-3-6:2008:** EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
30. **IEC/TR 61000-3-7:2008:** EMC limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
31. **DS/EN 61000-3-11:2001:** Electromagnetic compatibility (EMC): Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems – Equipment with a rated current up to and including 75A which is subject to conditional connection.
32. **DS/EN 61000-3-12:2012:** Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current $> 16A$ and $\leq 75A$ per phase.
33. **IEC/TR 61000-3-13:2008:** Electromagnetic compatibility (EMC): Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems.
34. **IEC/TR 61000-3-15 Ed. 1.0:2011:** Limits – Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network.
35. **IEC/TR 61850-90-7:2013:** Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems.
36. **IEC 61850-8-1 Ed2:2011:** Mappings to (ISO/IEC9506-1 and ISO/IEC 9506-2).
37. **IEC 61400-21Ed2: 2008:** Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
38. **IEEE 1459:2010:** Standard definitions for the measurement of electrical power quantities under sinusoidal, non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions.
39. **VDE-AR-N 4105:2011-8:** Power generation systems connected to the low voltage distribution network.

10

Anexos

Anexos Capítulo Escenarios

Tabla de Anexo de Variables de los Escenarios

Tabla 40. Resumen de Resultados de escenarios Bajo, Medio y Alto

Variable	Unidades	BAU Oficial	Baja	Media Pen	Alta Pen
Demanda EE Res + Com	TWh/año	59.4	62.3	62.3	62.3
Demanda EE Industrial	TWh/año	33.1	34.1	32.4	30.1
Demanda EE Transporte	TWh/año	0.3	0.3	1.8	10.2
Demanda EE	TWh/año	92.8	96.8	96.6	102.7
Demanda Eprim (no EE)	TWh/año	362.4	344.2	337.1	289.2
Cap Hidro	MW	14,546.0	14,741.0	14,741.0	14,741.0
Cap Eólica	MW	474.0	1,456.0	1,456.0	1,500.0
Cap FV	MW	-	234.2	600.0	1,200.0
Cap Carb	MW	2,796.0	2,564.0	2,200.0	1,800.0
Cap Gas	MW	3,841.0	3,656.0	3,656.0	3,656.0
Cap Otros	MW	302.2	452.1	700.0	1,100.0
Cap Almacenamiento E	GWh	-	-	9.6	40.0
Cap Almacenamiento Agua	GWh	18,029.0	18,029.0	18,029.0	18,029.0
Cap Almacenamiento G	GWh	2,552.0	2,552.0	2,552.0	2,552.0
Gen Hidro	TWh/año	65.41	65.42	65.47	65.26
Gen Térmica	TWh/año	22.34	19.87	18.68	18.94
Gen FNCER	TWh/año	5.1	11.5	12.4	18.5
Consumo Comb Fósiles	TWh/año	416.94	396.26	383.25	336.67
Transporte	TWh/año	214.0	204.1	197.0	161.2
Industrial + Residencial	TWh/año	148.5	140.1	140.1	128.0
Prod Electricidad	TWh/año	54.49	52.01	46.17	47.46
Consumo Oil	TWh/año	243.04	232.44	222.04	183.04
Consumo Gas/LNG	TWh/año	131.69	124.86	124.83	117.67
Consumo Carbón	TWh/año	37.92	34.2	31.6	29.88
Consumo de Biomasa	TWh/año	4.3	4.66	4.67	5.77
Part RES / Eléctrica	%	75.2%	78.2%	80.4%	84.0%
Part RES / Eprimaria	%	15.2%	17.0%	17.6%	20.4%

11

Bibliografía

- Argonne NL. (2012). *Electricity Life-Cycle Analysis*.: Chicago, USA.
- Atilgan, B., & Azapagic, A. (2016). An integrated life cycle sustainability assessment of electricity generation i Turkey. *Energy Policy*, 168-186.
- Beck, F. &. (2004). *Renewable Energy Policy and Barriers*.
- BID-Smart Grids. (2016). *Smart Grids Colombia Vision 2030: Mapa de Ruta para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia*. Bogotá.
- CREG-D004B. (2016). *Propuesta para la implementación de un despacho vinculante*. Bogotá.
- CREG-DOC161. (2016). *ALTERNATIVAS PARA LA INTEGRACIÓN DE FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCR) AL PARQUE GENERADOR*. Bogotá.
- DNP-E&Y. (2016). *Revisión de Propuestas y Alternativas de Incorporación de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales en el Mercado de Energía Mayorista*. Bogotá.
- EIA. (2013). *Modeling distributed generation in the buildings sectors*. Independent Statistics & Analysis.
- Energinet.dk. (2016). *Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW*. Tech.Rep.
- Energinet.dk. (2016). *Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW*. Tech. Rep.
- García-Gusano, D., Garraín, D., & Dufoura, J. (2017). Prospective life cycle assessment of the Spanish electricity production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21-34.
- Girardi, P., Gargiulo, A., & Brambilla, P. C. (2015). A comparative LCA of an electric vehicle and an internal combustion engine vehicle using the appropriate power mix: combustion engine vehicle using the appropriate power mix: the Italian case study. *Journal of Life cycle Assement*, 1127-1142.
- IEA. (04 de Octubre de 2017). *International energy agency*. Obtenido de <https://www.iea.org/renewables/>
- Integrados, P. S. (2015). *Referenciamiento Internacional sobre Requisitos Técnicos de Generación Eólica a Gran Escala*.
- IRENA. (2008). *REToolkit: A Resource for Renewable Energy Development*.
- IRENA. (2014). *Manual sobre Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas (NAMA) en el sector de las Energías Renovables*, 2ª ed.
- MADS-DNP. (2017). *PRIORIZACIÓN SECTORIAL DE MEDIDAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LAREDUCCIÓN DE EMISIONES EN LA CONTRIBUCIÓN NACIONALMENTE DETERMINADA DE COLOMBIA*. Bogotá.
- MADS-INDC. (2015). *CONTRIBUCIÓN PREVISTA Y NACIONALMENTE DETERMINADA (iINDC) DE COLOMBIA*. Bogotá.
- Mekonnen, M. M., Gerbens-Leenes, P. W., & Hoekstra, A. Y. (2015). The consumptive water footprint of electricity and heat: a global assessment. *Environmental science Water research an technology*, 285-297.
- Nations, U. (2015). *COP 21*.

- NETL. (2013). *Power Generation Technology Comparison from a Life Cycle Perspective*. Eashington, USA.
- NREL. (2011). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation*. Denver, USA.
- SER. (2017). *Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana*. Bogotá.
- Turconi, R., & Astrup, T. F. (2014). *Life Cycle Assessment of Electricity Systems*. Copenague: Kgs. Lyngby: DTU.
- Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations . *Renewable and sustainable energy reviews*, 555-565.
- UPME. (2017). *Registro de Proyectos de Generación Inscripción según requisitos de las Resoluciones UPME No. 0520, No. 0638 de 2007 y No. 0143 de 2016*.
- UPME-Hoja de ruta PEN. (2015). *HOJA DE RUTA PARA LA MATERIALIZACIÓN DE DOS OBJETIVOS ENERGÉTICOS*. Bogotá.
- UPME-Integración ERNC. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá.
- UPME-Mapa de ruta adaptación CC. (2015). *IMPLEMENTACIÓN DEL MAPA DE RUTA PARA LA ADAPTACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO AL CAMBIO CLIMÁTICO*. Bogotá.
- UPME-PAI. (2016). *PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2017 - 2022*. Bogotá.
- UPME-PDFNCE. (2010). *FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE)*. Bogotá.
- UPME-PEN. (2015). *Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050*. Bogotá.
- UPME-Plan de Expansión. (2016). *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2016 - 2030*. Bogotá.
- UPME-Política EE. (2015). *Política de eficiencia energética par Colombia*. Bogotá.
- UPME-PROURE . (2010). *PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES - PROURE*. Bogotá.
- UPME-SIEL. (2017). *Sistema de información eléctrico colombiano*. Recuperado el 15 de 08 de 2017, de <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estad%C3%ADsticasyvariablesdegeneraci%C3%B3n/tabid/115/Default.aspx>
- UPME-Vulnerabilidad CC. (2013). *Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático*. Bogotá.
- Wang, D., Zamel, N., Jiao, K., Zhou, Y., Yu, S., Du, Q., & Yin, Y. (2013). Life cycle analysis of internal combustion engine, electric and fuel cell vehicles for China. *Energy*, 402-412.
- Wooa, J. R., Choi, H., & Ahn, J. (2017). Well-to-wheel analysis of greenhouse gas emissions for electric vehicles based on electricity generation mix: A global perspective. *Transportation Research*, 340-350.

