

2017

Energy Demand Situation in Colombia

Tabla de contenido

Siglas y Acrónimos	8
1 Introducción	10
2 Intensidad energética en Colombia	12
2.1 Introducción.....	13
2.1 Característica del consumo de energía en Colombia	13
2.2 Intensidad energética en Colombia.....	18
2.3 Participación de Autogeneración y su impacto en la intensidad energética en el sector industrial.	28
3 Seguimiento a políticas actuales.....	31
3.1 Leyes, decretos, resoluciones.....	32
3.2 Instrumentos e Incentivos.....	46
3.3 Análisis del progreso del PROURE 2010-2015 y del PAI 2017- 2022.....	52
3.4 Otras iniciativas	56
4 Análisis de nuevas tecnologías	61
4.1 Smart Grids.....	62
4.2 Gestión eficiente de la energía	69
4.3 Distritos Térmicos.....	74
4.4 Almacenamiento de energía	78
4.5 Movilidad eléctrica	84
5 Requisitos y retos para nuevas tecnologías	99
5.1 Características y Requerimientos para la Gestión de la Demanda	100
5.2 Requerimientos de Regulación para la Integración de los DER 106	
5.3 Nuevos Modelos de Organización y Esquemas Regulatorios	111
6 Escenarios	115
6.1 Introducción.....	116
6.2 Modelamiento de las tecnologías de Demanda	116
6.3 Proyecciones de Demanda de Energía a 2030.....	118
6.4 Resultados	123

7	Conclusiones.....	127
8	Definiciones de intensidad energética y reglamentos técnicos nacionales	129
	8.1 Intensidad Energética	129
	8.2 Reglamentos Técnicos	130
	Bibliografía	134

Índice de tablas

Tabla 1. Intensidad energética por sector – Colombia	23
Tabla 2. Consumo de energía para varios sistemas de autogeneración	29
Tabla 3. Metas de ahorro de energía PROURE 2010-2015	35
Tabla 4. Metas de ahorro PAI 2017-2022	42
Tabla 5. Medidas sector transporte.....	43
Tabla 6. Medidas sector industrial	44
Tabla 7. Medidas sector terciario	44
Tabla 8. Medidas sector residencial.....	45
Tabla 9. Medidas y acciones adoptadas por la resolución 1988 de 2017	48
Tabla 10. Incentivos propuestos por el PAI para transporte.....	51
Tabla 11. Conceptos técnicos PROURE para incentivos tributarios	54
Tabla 12. Recursos de cooperación para eficiencia energética	55
Tabla 14. Arquitectura multicapa de SG	65
Tabla 15. Características de algunos modelos de EV	88
Tabla 16. Características de algunos modelos de E-Bus	90
Tabla 16 Opciones de Diseño Tarifario.....	110
Tabla 17. Variables Incorporadas en cada escenario de eficiencia energética	116
Tabla 18. Estudios de Proyecciones de Demanda para Business As Usual	118
Tabla 19. Tasas de Crecimiento Tomada de Estudios	118
Tabla 20. Número de Vehículos Proyectados en Business As Usual.....	119
Tabla 21. Proyección de demanda de combustibles a 2030 en Business As Usual.....	119
Tabla 22. Escenarios de penetración de EVs sobre el total de la flota en 2030	121
Tabla 23. Número de Vehículos con GNV, GNL y GLP en 2030 para todos los escenarios	122
Tabla 24. Proyección de ahorro en 2030 respecto al consumo total energético	122
Tabla 25. Escenarios de Respuesta de la Demanda	122
Tabla 26. Escenarios de Distritos térmicos.....	123
Tabla 27. Entradas y Salidas de Movilidad Eléctrica en escenarios Bajo y Medio.....	125
Tabla 28. Proyecciones de Penetración de Movilidad Eléctrica en 2030 de Informe No 1 y 2.	126

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Diagrama del Balance energético de Colombia 2015 (kTEP/año)	14
Ilustración 2. Consumo de subsectores (izq.) y tipo de energéticos (der.) en el sector transporte	16
Ilustración 3. Caracterización de uso de energéticos y electricidad	17
Ilustración 4. Consumo de Energía en el Sector Residencial - Urbano	18
Ilustración 5. Intensidad Energética colombiana 2000/2014	19
Ilustración 6. Índice de intensidad energética –Países	20
Ilustración 7. Índice de intensidad energética –Latinoamérica	21
Ilustración 8. Evolución del PIB por actividades Pesos Constantes- Colombia	22
Ilustración 9. Evolución IE por ramas de la actividad industrial - Colombia	26
Ilustración 10. Ciclo de producción/consumo de BEP para transporte público – ACPM vs Eléctrico	27
Ilustración 11. Desagregación de consumo energético para el sector Industrial	28
Ilustración 12. Autogeneración para el sector industrial	28
Ilustración 13. Esquema de consumo energético con autogeneración	29
Ilustración 14. Subprogramas PROURE	34
Ilustración 15. Ciclo ISO 50001	46
Ilustración 16. Listado de NAMAs en desarrollo (MADS-NAMA)	58
Ilustración 17. Funcionalidades y tecnologías de las redes inteligentes	64
Ilustración 18. Penetración de tecnologías de redes inteligentes por fase	66
Ilustración 19. Penetración de funcionalidades por fase	67
Ilustración 20 curvas típicas de carga	69
Ilustración 21. Diagrama de la gestión eficiente de la energía	70
Ilustración 22. Cambio en la curva por medidas de consumo de energía	71
Ilustración 23. Cambio en la curva por medidas de respuesta de la demanda	72
Ilustración 24. Esquema distrito térmico fuente: Programa distritos térmicos en Colombia	75
Ilustración 25. Distrito térmico la Alpujarra	76
Ilustración 26 Almacenamiento por hidro-bombeo	79
Ilustración 27. Diagrama de un sistema de almacenamiento por aire comprimido (a) diabático (b) adiabático	80
Ilustración 28. Diagrama de un sistema de almacenamiento por volante de inercia	80

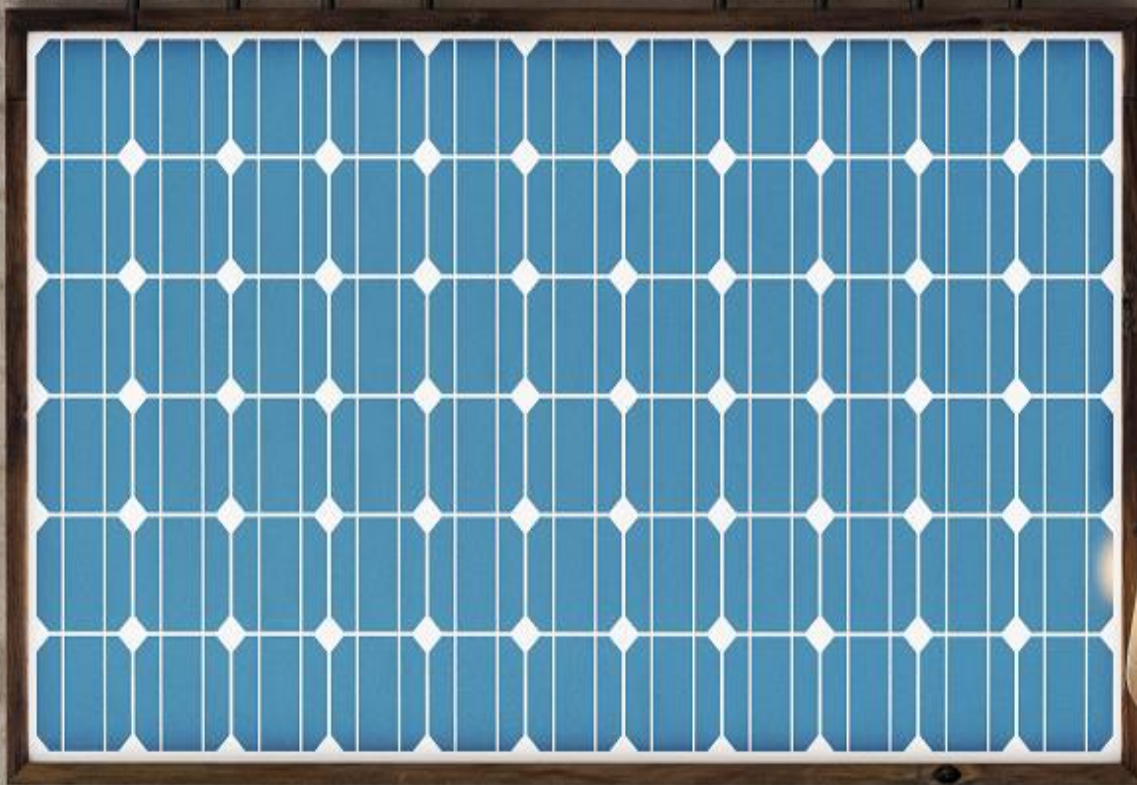
Ilustración 29. Diagrama de un sistema de almacenamiento electroquímico de ion-litio	81
Ilustración 30. Capacidad instalada por tecnología de almacenamiento jun 2017	82
Ilustración 31. Capacidad instalada en almacenamiento electroquímico (baterías)	82
Ilustración 32. Tecnologías de almacenamiento de acuerdo con su tiempo de descarga y potencia	83
Ilustración 33. Conveniencia de cada tecnología de almacenamiento para diferentes aplicaciones	83
Ilustración 34. Tipos de vehículos eléctricos	86
Ilustración 35. Descripción tipos de vehículos eléctricos	86
Ilustración 36. Ventajas y desventajas de los vehículos eléctricos	87
Ilustración 37. Proyección ventas anuales de buses por tipo de combustible 2017-2027	90
Ilustración 38. Tipo de bus por tipo de viaje	91
Ilustración 39. Infraestructura de recarga	93
Ilustración 40. Compresión de horas de pareo contra curvas carga	94
Ilustración 41. Precio y densidad energética de baterías para EV	95
Ilustración 42. Proyección de costos de EV por componente	95
Ilustración 43. Costo total anual de propiedad por tipo de vehículo en el Renio Unido 2015 (£)	97
Ilustración 44. La red eléctrica del futuro	111
Ilustración 45. Diagrama del Modelo Completo de EnergyPlan con Oferta y demanda	117
Ilustración 46. Convención de colores de Enersinc para del diagrama	117
Ilustración 47. Escenario BAU de Capacidades e Incrementos en Emisiones de CO2	120
Ilustración 48. Proyecciones de EVs a nivel mundial bajo diferentes escenarios	120
Ilustración 49. Resultados de Penetración del Escenario Bajo vs BAU	124
Ilustración 50. Resultados de Penetración del Escenario Medio vs BAU	125
Ilustración 51. Resultados de Penetración del Escenario Alto vs BAU	126
Ilustración 52. Ejemplo de etiqueta RETIQ (Etiqueta Energética, 2016)	131

Siglas y Acrónimos

- ACOLGEN: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica.
- ADD: áreas de distribución de energía eléctrica
- AMI: Advanced Metering Infrastructure.
- ANDESCO: Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones.
- APC: Agencia Presidencial de Cooperación
- ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- BAU: Business as Usual
- BECO: Balance Energético Colombiano
- BEP: Barriles Equivalentes de Petróleo
- BEV: Battery Electric Vehicle
- BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
- CAES: Compressed Air Energy Storage
- CICC2: Comisión Intersectorial de Cambio Climático No 2
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
- CIURE: Comisión para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía
- COP: Peso Colombiano
- CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social.
- CONFIS: Consejo Superior de Política Fiscal.
- DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística
- DER: Distributed Energy Resources (Recursos de Energía Distribuidos)
- DNP: Departamento Nacional de Planeación
- DG: Distributed Generation (Generación Distribuida)
- DR: Demand Response (Repuesta de la Demanda)
- DSM: Demand-side Management (Gestión de la Demanda)
- DSO: Operadores de Sistemas de Distribución
- EE: Energy Efficiency (Eficiencia Energética)
- ENFICC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
- ESCO: Energy Service Company (Empresa de Servicios Energéticos)
- EV: Electric Vehicles
- ERNC: Energías Renovables No Convencionales.
- FENOGE: Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía.
- FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
- FRT: Fault Ride Through.
- FV: Foto voltaica
- GEI: Gases Efecto Invernadero
- GLP: Gas Licuado de Petróleo
- GNV: Gas Natural Vehicular
- GNL: Gas Natural Licuado
- HW&L: Heat, Waste & Losses
- HEV: Hybrid Electric Vehicle
- IE: Intensidad Energética
- IEA: International Energy Agency
- IRENA: International Renewable Energy Agency
- INDC: Intended Nationally Determined Contributions

- LED: Light-Emitting Diode
- MCI: Motores de Combustión Interna
- Mboe: Miles barriles equivalentes de petróleo
- MME: Ministerio de Minas y Energía
- MADS: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
- MVCT: Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio
- MWh: Megavatio-hora
- MYPIMES: Mediana y Pequeñas Empresas
- GWh: Gigavatio-hora
- OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
- ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible
- OR: Operador de Red
- PAI: Plan Acción Indicativo
- PIB: Producto Interno Bruto
- PPA: Power Purchase Agreement
- PDFNCE: Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía.
- PEB: barriles equivalentes de petróleo
- PHEV: Plug in Hybrid Electric Vehicle
- PNUD: Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
- PROURE: Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales
- RD: Respuesta de Demanda
- RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
- RETILAP: Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público
- RETIQ: Reglamento Técnico de Etiquetado
- SAO: Sustancias agotadoras de ozono
- SECO: Secretaría de Estado para Asuntos Económicos del gobierno suizo
- SG: Smart Grids (Redes Inteligentes)
- SGE: Sistema Gestión de la Energía
- SIN: Sistema Interconectado Nacional
- TJ: Terajoules
- TIC: Tecnologías de Información y Comunicación.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.
- UN: United Nations
- UNP: Unidad Nacional de Planeación
- URE: Uso Racional y Eficiente de la Energía
- USD: Dólar Estadounidense
- ZNI: Zonas No Interconectadas

1. Introducción



1

El Departamento Nacional de Planeación - DNP, con el apoyo del Banco Mundial y el Fondo Fiduciario de Crecimiento Verde de Corea, han contratado a Enersinc para desarrollar el presente estudio con el fin de construir las políticas públicas en el contexto de la Misión de Crecimiento Verde, liderada por el DNP.

El presente documento corresponde al segundo entregable del estudio, en el cual se abordan temas relacionados con la demanda de energía, con énfasis en el análisis de intensidad energética, nuevas tecnologías más eficientes, análisis de las políticas relacionadas, los retos para lograr una mayor eficiencia energética y una proyección de escenarios de penetración de estas tecnologías desde el lado de la demanda

En el capítulo 2 del presente informe se hace un diagnóstico de la situación global de la intensidad de demanda de energía en Colombia, analizando los sectores de consumo que, por su importancia, merecen un mayor análisis. Igualmente se analiza el comportamiento de algunos indicadores de eficiencia energética de Colombia versus otros países.

El capítulo 3 presenta un análisis de las políticas públicas en relación con la demanda, en especial en lo atinente a la eficiencia energética y a la promoción en el uso de algunas tecnologías limpias y de alta eficiencia como los vehículos eléctricos o los distritos térmicos y al desarrollo de las redes inteligentes y la gestión de la demanda.

El capítulo 4 aborda la descripción de las principales tecnologías y esquemas que, desde el lado de la demanda, pueden contribuir a un uso más eficiente de la energía, tales como las Smart Grids, la gestión de la demanda, los distritos térmicos, el almacenamiento y la movilidad eléctrica

El capítulo 5 aborda el análisis de requisitos técnicos y retos para las nuevas tecnologías, desde el punto de vista de la implementación de esquemas de medición o de arreglos en la estructura y desde el punto de vista de la regulación.

En el capítulo 6 se plantean escenarios energéticos que incluyen el uso de nuevas tecnologías y la aplicación de políticas de uso eficiente en la demanda con el fin de determinar el impacto desde el punto de vista ambiental y económico.

Por último, se presentan las conclusiones del análisis efectuado y algunas primeras recomendaciones de política para el mejor comportamiento de la demanda en la matriz energética.

A photograph showing the rear of a yellow and white bus. The bus has a large black rear window reflecting the surroundings. Below the window is a yellow section with a wavy pattern, and a white section with a license plate that starts with 'D'. The bus is parked on a paved surface with trees in the background.

2. Intensidad energética en Colombia

2

2.1 Introducción

En este capítulo se analiza el balance energético y la caracterización del consumo de energía en Colombia, se desarrolla un estudio comparativo de intensidad energética versus otros países y se estima la intensidad energética de los principales sectores para establecer cuales sectores económicos tienen mayor potencial de mejora en la eficiencia energética.

El balance energético y la intensidad energética (IE) son representaciones esenciales de la eficiencia energética desde el punto de vista económico, dado que relacionan la matriz energética primaria y secundaria con la productividad (PIB) desde las fuentes hasta el uso final en distintos sectores. El análisis de IE, al ser concluyente, puede permitir una planeación de estrategias de ahorro en el consumo de los recursos energéticos y orientar los esfuerzos de política energética para un país.

2.1 Característica del consumo de energía¹ en Colombia

En esta sección se explica el consumo de energía de Colombia a través del balance energético y la caracterización de los sectores para las actividades con mayor participación en la demanda de energía.

2.1.1 El Balance Energético

El balance energético es una representación física y económica del proceso de transformación de la energía primaria y secundaria en su uso final, así como las importaciones y exportaciones de cada uno. Los energéticos primarios son aquellos que no requieren de ninguna transformación química o mecánica para su aprovechamiento; en la matriz energética de Colombia se encuentran el Carbón, Petróleo, Gas², Agua, Biocombustible y las FNCER. Los energéticos secundarios principales son entonces los derivados del petróleo y la electricidad. El balance energético de un país puede definirse como “la representación contable de la forma en que es producida, importada, transformada y utilizada la energía de un país en el transcurso de un período, que generalmente es un año”³

El balance permite analizar la trazabilidad de cada energético desde la fuente de suministro hasta el consumo final para estimar indicadores de eficiencia, intensidad, participación en la matriz energética y otras métricas similares, dependiendo del nivel de detalle y calidad de la información utilizada.

Del balance energético también se extraen conclusiones sobre el contexto de la economía energética del país, la dependencia de energéticos, los ingresos por exportaciones y los riesgos de suministro, entre otros aspectos.

2.1.1.1 Comportamiento del balance energético

En la Ilustración 1 se esquematiza el balance energético de Colombia en 2015. La gráfica muestra el flujo de energía equivalente en kTEP de cada uno de los suministros primarios, pasando por la transformación de algunos de estos primarios a derivado de petróleo y electricidad, hasta llegar a

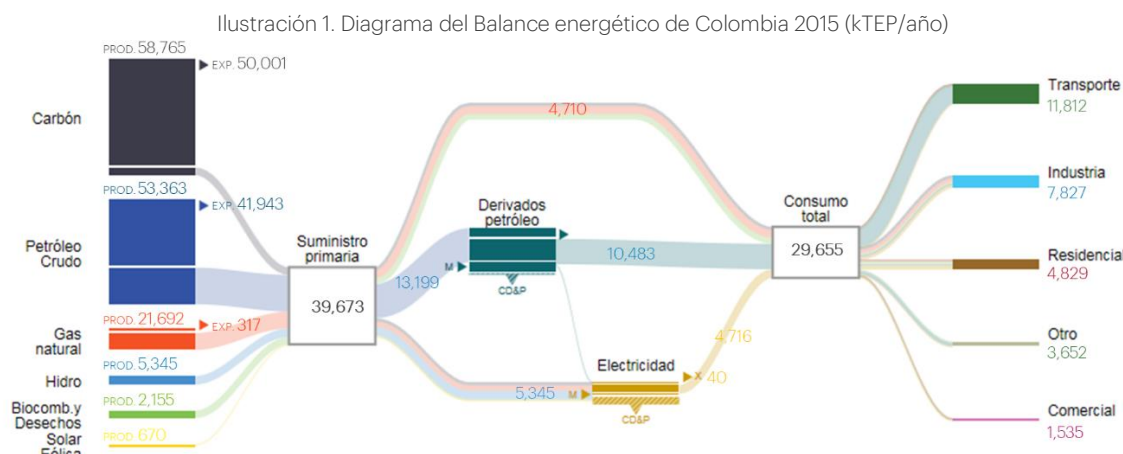
¹ Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2016 – 2021. versión para discusión. Ministerio de Minas y Energía (MME) y Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

² El Gas Natural importado requiere procesos de liquefacción y regasificación y se clasifica ocasionalmente como secundario en países importadores. Sin embargo, Colombia hasta 2015 ha sido productor y exportador neto, por lo cual se puede considerar como combustible primario.

³ Energía. Economía y Políticas. Jean Pierre Hnasen- Jacques Parcebois. Fundación Torcuato Di Tella.

los cuatro sectores principales de consumo en el país. Del lado izquierdo se observa la producción de energía primaria con 141,990 kTEP/año, de los cuales se exportaron 92,261 kTEP/año (65% de la producción) y los 49,729 kTEP/año restante se utilizaron en el suministro interno (35% de la producción).

El suministro interno de energéticos primarios tuvo una alta porción que fue transformada a derivados del petróleo y electricidad, además de otras entradas y salidas de importaciones, exportaciones y almacenamiento. El consumo neto interno que se abasteció, luego de estos procesos de intercambio y transformación fue de 29,655 kTEP/año, donde el sector transporte representa el 39.8% del consumo total, y los derivados del petróleo suministraron el 93.6% del consumo total de energía en este sector.



Fuente: UPME BECO 2015 y BID – Dataset: Energy Database

El sector industrial consumió el 26.39% de la energía del país, con una mayor diversidad en las fuentes de energía, lideradas por el carbón (29.09%), gas natural (25.05%), bagazo (17.09%) y Electricidad (13.40%) entre las principales.

En general se evidencia que el país tiene una producción energética diversificada con excedentes importantes para la exportación (especialmente petróleo y carbón) y que el sector que más consume es el transporte, seguido del sector industrial y el sector residencial. Además, la diferencia entre la energía que entra en procesos de transformación y la energía que se consume muestra que hay pérdidas importantes de energía, algunas evitables y otras no, pues se deben a los procesos físicos y químicos que se requieren en la transformación y transporte de la energía hasta el consumidor final.

2.1.1.2 Pérdidas evitables y pérdidas no evitables

Las pérdidas de energía son un componente clave del Balance Energético porque gran parte de ellas son evitables, representando una eficiencia energética directa tanto desde el punto de vista técnico como económico. Las pérdidas en el balance son de dos tipos, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las primeras hacen parte del proceso de transformación de los energéticos por su propia eficiencia tecnológica, convirtiéndose en calor, vapor o productos residuales; también se relacionan con errores de medición y calibración, filtración, permeabilización, escorrentía y aislamiento de los materiales transportadores y conductores.

Las pérdidas no técnicas en cambio se identifican como hurtos, anomalías en la medición, pérdidas en los oleoductos y gasoductos, conexiones ilegales a líneas de distribución de electricidad y zonas especiales y de difícil gestión.

De las cifras disponibles del balance no es posible identificar el valor de las pérdidas evitables y las no evitables, sin embargo, en el sector de electricidad se estiman unas pérdidas evitables del 7% y no evitables del 6%⁴, sin incluir zonas de conflicto armado. Es altamente recomendable realizar estudios particulares por sector a para definir planes de reducción de pérdidas que mejoren la eficiencia energética del sistema.

2.1.2 Caracterización de los principales sectores

2.1.2.1 El sector Transporte

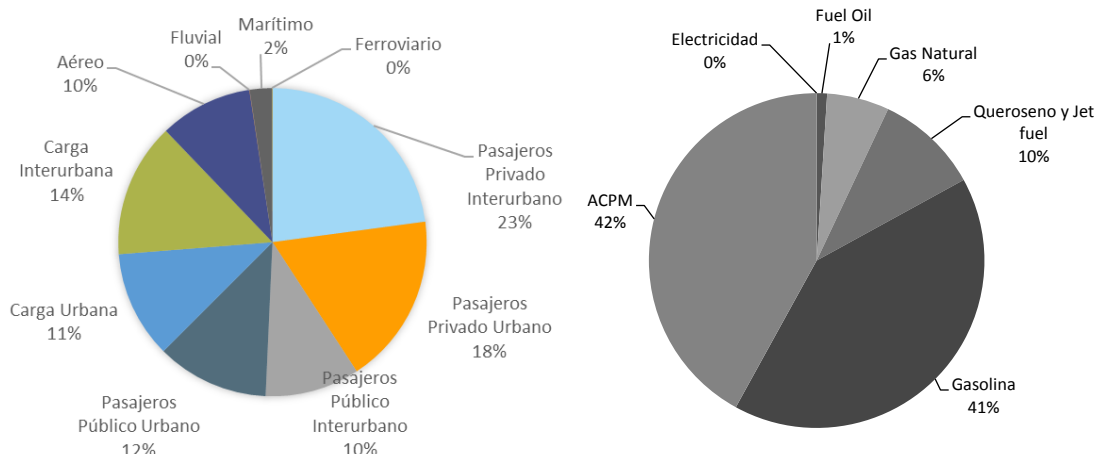
El consumo del sector transporte, que representa el 39% del total del sector energético, se compone de los subsectores de uso final, carretero, ferroviario, fluvial, marítimo y aéreo, que se presentan en la gráfica de la izquierda de la Ilustración 2, con el porcentaje de participación sobre el consumo total del sector. En la gráfica de la derecha se presenta el consumo en porcentaje de los energéticos primarios del sector.

El sector transporte consume principalmente combustibles fósiles, con una participación importante de los combustibles derivados del petróleo y una baja participación (0.06%) de consumo eléctrico. Adicionalmente, teniendo en cuenta que el subsector de transporte aéreo demanda prácticamente todo el querosene y Jet A1 del sector (10%), se deduce que la alta participación del subsector transporte por carretera en el consumo (88%) se suple principalmente con gasolina y ACPM⁵. Los vehículos de transporte público y carga, por su tecnología, consumen en su prácticamente todo el ACPM, mientras que los vehículos de uso particular consumen gasolina motor, en su gran mayoría.

⁴ ASOCODIS. Análisis de pérdidas no técnicas de las empresas de distribución eléctrica. 2004.

⁵ Fuente: MME - plan de acción indicativo de eficiencia energética 2016 - 2021

Ilustración 2. Consumo de subsectores (izq.) y tipo de energéticos (der.) en el sector transporte



Fuente: MME - plan de acción indicativo de eficiencia energética 2016 - 2021

El subsector carretero está compuesto⁶ por los segmentos de: Pasajeros - Público - Interurbano, Carga - Urbano, Pasajeros - Público -Urbano, Carga-Interurbana, Pasajeros-Privado-Urbano y Pasajeros – Privado - Interurbano, siendo este último el segmento que ha tomado mayor participación, alcanzando un consumo de energía equivalente al 23% del sector, seguido del segmento Pasajeros Privado Urbano con una participación de 18%.

El segmento de transporte interurbano se caracteriza por requerir capacidades adicionales de autonomía y almacenamiento de combustible debido a la geografía de Colombia, que cuenta con accidentes geográficos muy variados, alta densidad en las principales ciudades, las cuales son distantes entre sí, alejadas de puertos y algunas de ellas dentro o rodeadas de valles andinos. Estas características constituyen una potencial barrera para la penetración de nuevas tecnologías más eficientes, sin embargo, teniendo en cuenta que en Colombia los precios de la gasolina y el ACPM tienen una carga fiscal importante, es posible analizar soluciones alternativas factibles de tipo económico o tecnológico.

En agosto de 2014, el 25,2% del precio final de la gasolina corriente básica correspondió al Impuesto Nacional y a la Sobretasa, mientras que el ACPM registraba un 15,2% por concepto de los mismos impuestos aplicados a la gasolina. En principio, estos impuestos estaban establecidos de la siguiente manera⁷:

- IVA: correspondiente al 16% y se aplica sobre el ingreso al productor de los combustibles básicos (artículo 474 del Estatuto Tributario), recaudado por refinadores e importadores.
- Impuesto Global: Tarifa fija que se ajusta anualmente en el mes de marzo con la inflación esperada por el Banco de la República, según se estableció en el artículo 6° de la Ley 681 de 2001. La recaudan los refinadores e importadores.
- Sobretasa: La tarifa es 25% para la gasolina y 6% para el ACPM, aplicada a los precios de referencia establecida mensualmente por Ministerio de Minas y Energía (Artículo 55 de la Ley 788 de 2002). La recaudan los distribuidores mayoristas.

⁶ Según el estudio realizado por la UPME en 2014 sobre el Mercado de Combustibles Líquidos en Colombia.

⁷ UPME. Costo Fiscal de Subsidios y Exenciones Tributarias al Consumo de Gasolina y ACPM. 2014

Por otro lado, en el estudio realizado por UPME “Costo Fiscal de Subsidios y Exenciones Tributarias al Consumo de Gasolina y ACPM. 2014” se totalizaron 1.2 Billones de pesos en subsidios y contribución al transporte, al ACPM y la Gasolina.

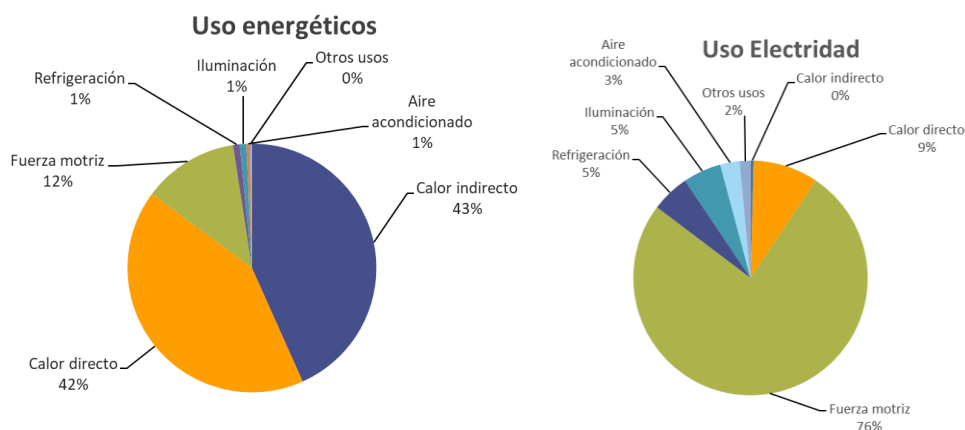
2.1.2.2 Sector Industrial

De acuerdo con los resultados definitivos de la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) de 2016, el sector industrial está constituido por alrededor los 8.466 establecimientos industriales, de los cuales el 50% está representado en las actividades de Alimentos, Productos de caucho y de plástico, Prendas de vestir, Sustancias y productos químicos y Productos elaborados de metal, siendo la actividad industrial alimentaria la de mayor participación con un 16%.

El sector industrial consume cerca del 25% de la energía total del país, ubicándose en el segundo lugar después del sector transporte el cual consume un 39%. En el sector industrial se resalta la importancia del uso térmico asociado al consumo de energéticos como carbón mineral, derivados de petróleo, gas natural y biomasa que representan cerca de 78% del consumo de este sector así mismo el consumo de energía eléctrica tomada de la red o bajo sistemas de autogeneración y cogeneración que representan el 22% restante.

La UPME en el estudio, “Priorizar programas de eficiencia energética en la industria”, elaborado por la Red de Investigación en Innovación en Combustión de Uso Industrial (INCOMBUSTION) y la Corporación EMA (CORPOEMA), caracterizó los usos de los energéticos y el uso de electricidad. En la Ilustración 3, se muestra la participación de cada uso de los energéticos y de la electricidad en el consumo del sector industrial, donde se destaca el uso de energía para calor directo, concentrado principalmente en el trabajo de metales básicos, plásticos y químicos, así como el uso de energía en motorización directa e indirecta que incluye procesos de bombeo, compresión, y otras aplicaciones de uso de motores eléctricos.

Ilustración 3. Caracterización de uso de energéticos y electricidad



Fuente: UPME - plan de acción indicativo de eficiencia energética 2016 - 2021

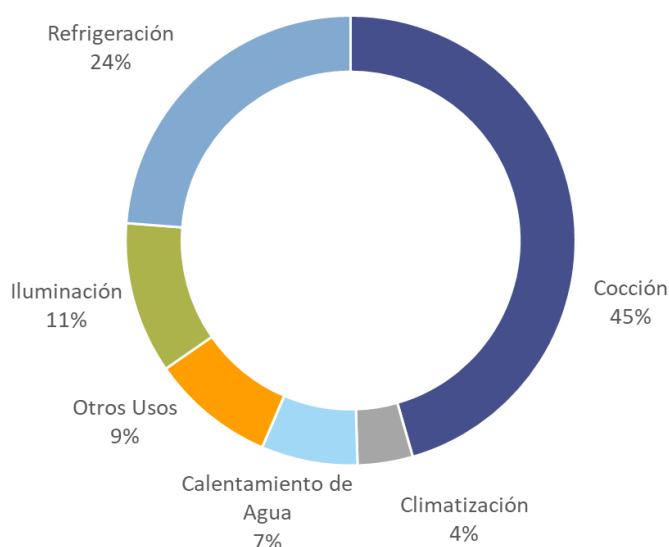
El uso de gas natural en este sector se caracteriza por una producción de calor indirecto empleado en calderas pirotubulares de pequeño y mediano tamaño, usado principalmente en el sector de alimentos, papel y carbón; y por una producción de calor directo en sectores como cementero, minero no metálico, metales, metales básicos y químicos.

EAM indica que el sector industrial realiza un consumo de combustibles refinados de origen fósil para las flotas privadas de transporte y de forma no intensiva como respaldo de otros energéticos en aplicaciones de calor directo e indirecto.

2.1.2.3 Sector Residencial

Los consumos de energía en este sector se dan básicamente por la refrigeración, iluminación y cocción, siendo esta última la que ocupa el mayor porcentaje (46%), en relación con todos los factores identificados (climatización, calentamiento de agua, iluminación, entre otros).

Ilustración 4. Consumo de Energía en el Sector Residencial - Urbano



Fuente: Estudio EY. MME, 2015

Teniendo en cuenta lo anterior y con el objetivo de mejorar el uso de la energía y lograr la meta de ahorro en 0,79%⁸ entre el 2016 y el 2021; diferentes entidades como la UPME, MADS, MVCT y DNP han desarrollado en los últimos años estrategias para que todas las zonas del país sean cada vez más eficientes en el uso de la energía, a través de nuevos equipos. Sin embargo es difícil rastrear la disposición final de los equipos reemplazados u obtener cifras consolidadas de chatarrización a nivel urbano y rural. A diferencia de las zonas urbanas donde el uso de electrodomésticos eficientes es cada vez más común, en las zonas rurales el uso de la leña y las herramientas rudimentarias no permiten tener un logro al 100% de equipos eficientes. Sin embargo, departamentos como Antioquia demuestran que los objetivos se pueden lograr, destacando programas como el de cambios de estufas, en el cual ha logrado resultados hasta del 77%.

2.2 Intensidad energética en Colombia

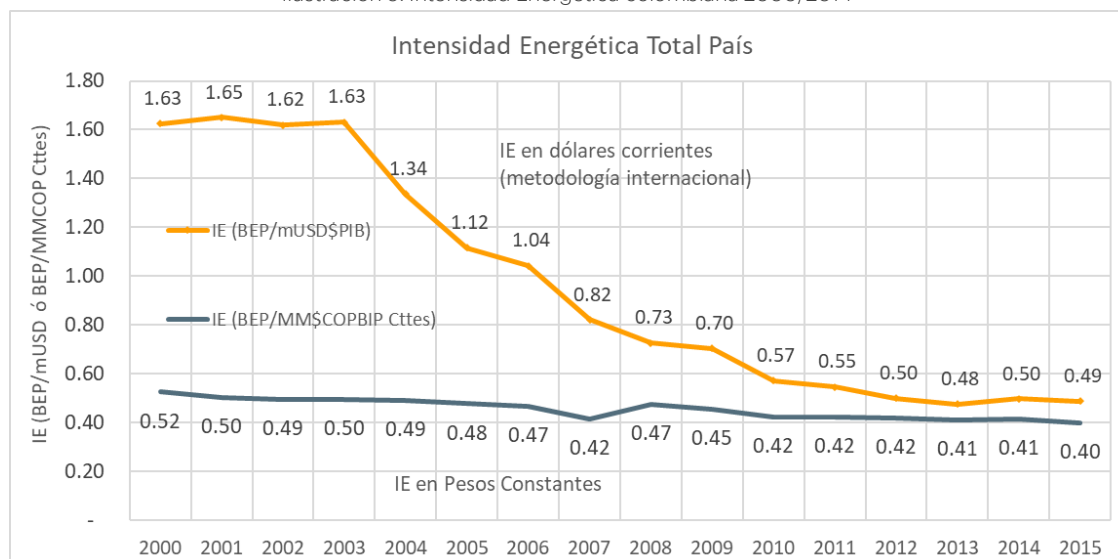
La intensidad Energética es uno de los indicadores utilizados para medir la eficiencia en el uso de la energía. Este indicador debe ser analizado con la información correspondiente a la evolución de las estructuras del PIB (sector), participación de las economías internas

⁸ PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2016 – 2021

(regiones) y el uso de la energía (clientes), en este capítulo desarrollaremos el análisis para la evolución estructural del PIB (sector).

La intensidad energética equivale a "cuantas unidades de energía se necesitan para producir 1 unidad de riqueza", es decir nos permite entender la relación entre el consumo de energía y el desarrollo económico de un país y de los sectores económicos que lo componen.

Ilustración 5. Intensidad Energética colombiana 2000/2014



Fuente: elaboración propia Enersinc. información origen: UPME y DANE

La Ilustración 5 muestra la intensidad energética del país desde el año 2000 hasta el año 2015 calculada con el consumo total de energía y el PIB anual colombiano⁹. La línea naranja representa el cálculo con la metodología internacional¹⁰, utilizando Barriles Equivalentes de Petróleo -BEP- sobre miles de dólares corrientes. Sin embargo, este cálculo presenta una fuerte tendencia a la baja y una variación de -233%, que no está relacionada totalmente con la intensidad energética, sino más bien con efectos de devaluación e inflación.

Por su parte, la línea azul es calculada con BEP sobre millones de pesos constantes¹¹, refleja de una forma más transparente la evolución de la intensidad energética en el país, combinando solamente efectos de estructura económica y contenido energético. En este caso se aprecia que la mejora de la eficiencia energética del país en los últimos quince años ha sido muy tenue, alcanzando una variación de -23% para el año 2015.

En este estudio se realizará el análisis para Colombia en BEP sobre millones de pesos constantes de PIB (BEP/MMCOP) y al hacer comparación con otros países se representará en BEP por cada mil dólares corrientes de PIB (BEP/mUSD).

2.2.1 Intensidad Energética de Colombia vs otros países¹²

En la Ilustración 6, se grafica la evolución de la IE para algunos países desde 1970 publicada por el BID en su página web. Se observa que Colombia se ha ubicado en la última década

⁹ Datos tomados del DANE

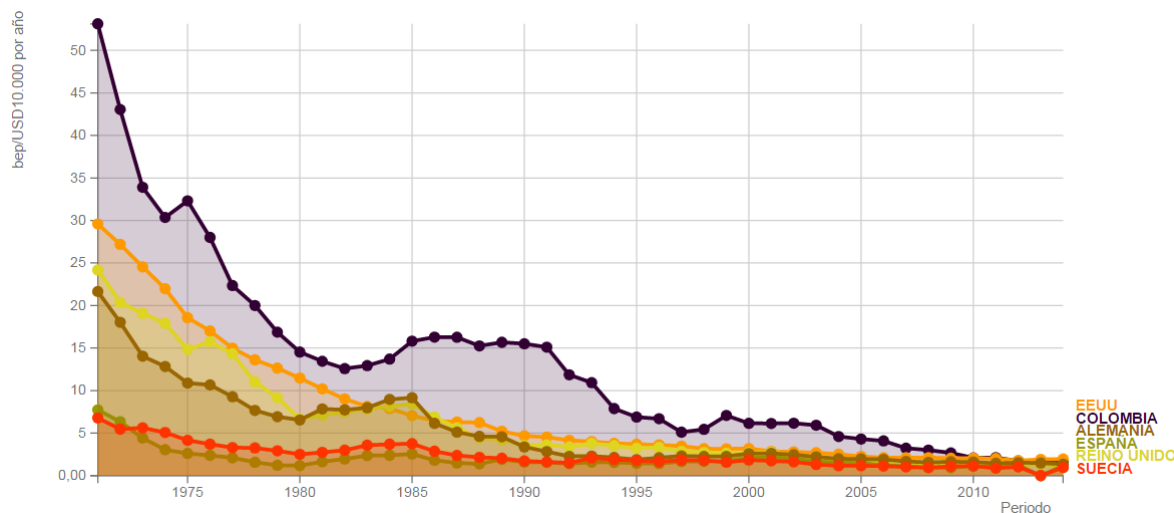
¹⁰ Fuentes internacionales como BID, IEA y EIA proponen este cálculo.

¹¹ La base de cálculo es la utilizada por el DANE para el PIB del cuarto trimestre de 2015.

¹² Información tomada de la base de datos de energía del Banco Interamericano de desarrollo.

entre los países con mejor indicador de intensidad energética, inclusive un poco por debajo de Norteamérica y muy cercano de países como Alemania y España.

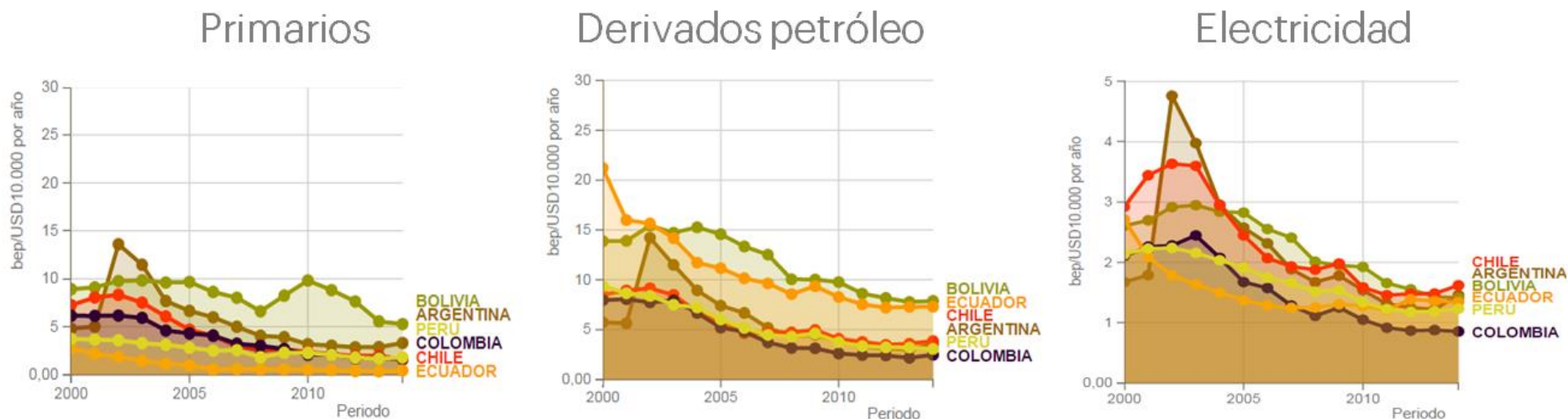
Ilustración 6. Índice de intensidad energética –Países
Primarios



Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo -BID – Dataset: Energy Database

Al comparar Colombia con los países de América el sur, como se muestra en la Ilustración 7, se observa que el país con mejor indicador de IE para el uso de derivados primarios y electricidad es Colombia, mientras que Ecuador presenta un mejor indicador en el uso de energías primarias respecto al PIB. Si bien estas estadísticas reflejan una parte de la intensidad energética, la forma en la que se mide entre los países no es completamente comparable por la tasa de cambio del PIB a dólares estadounidenses y por las condiciones macroeconómicas y estructurales tanto de la producción como del consumo.

Ilustración 7. Índice de intensidad energética –Latinoamérica



Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo -BID – Dataset: Energy Database



Discusión: Desempeño de la IE de Colombia vs otros países

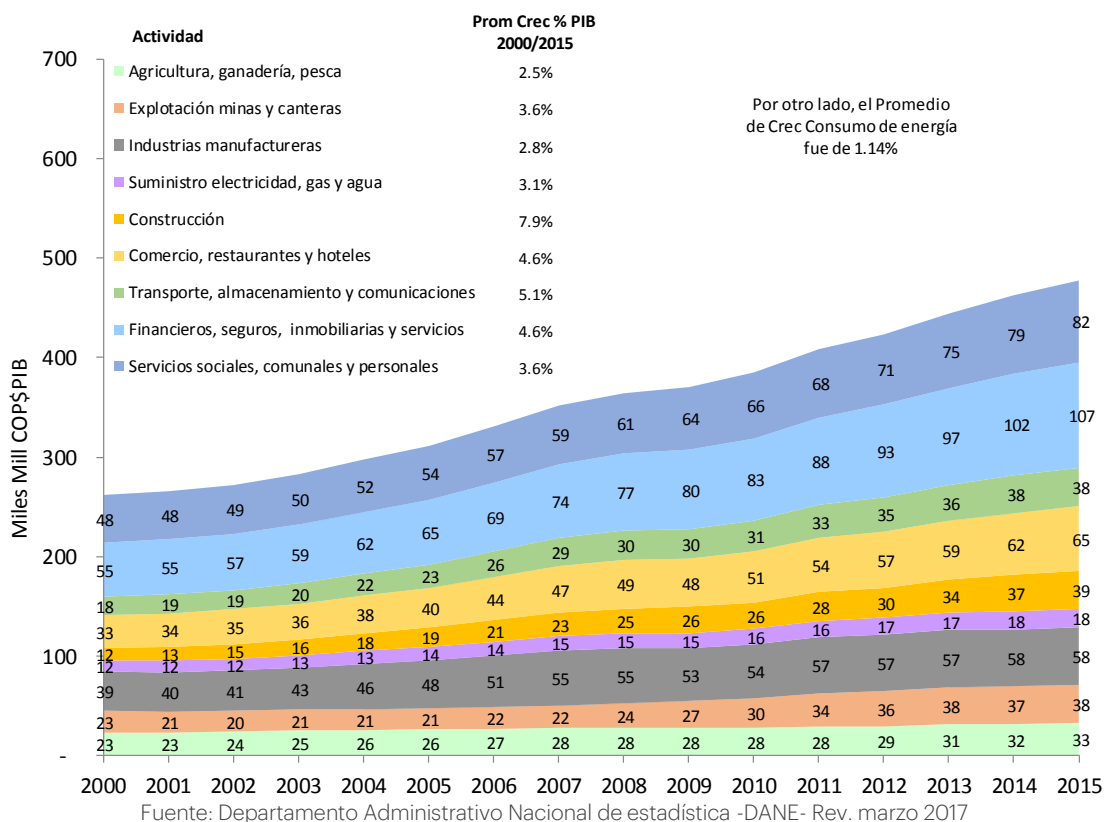
El análisis de Colombia como país, y la comparación con otros países de la región y del mundo, muestra que Colombia en la última década ha tenido un desarrollo económico que impacta esta tendencia de mejora en la intensidad energética de manera muy destacada entre los países de la región, inclusive alcanzando valores por bajo de países como Estados Unidos. Sin embargo, la mayor parte de esta tendencia se debe a **la fuerte devaluación del peso ante el dólar estadounidense**, que se refleja en el aumento de la TRM en aproximadamente un 68% desde enero de 2000 a diciembre de 2015. Otras variables estructurales y macroeconómicas también tienen impacto en este indicador, por lo cual, **el desempeño de Colombia no es tan destacado** como se podría inferir de las estadísticas internacionales de fuentes como el BID.

2.2.2 Evolución de la intensidad energética por grandes actividades

El PIB de la economía colombiana alcanzó un valor de 531,383 miles de Millones \$COP en el año 2015. En el agregado de los sectores que participan en la economía colombiana se destacaron el sector primario (agricultura y minería) con una participación de 15%, el sector secundario (manufactura, energía y construcción) con 24% y el sector terciario (comercio y servicios) que participó con 61%¹³.

No obstante, la intensidad energética es relevante dentro de las grandes actividades que consumen energía y aportan valor agregado al PIB. Las grandes actividades que cumplen con estos criterios son: i) industria, ii) transporte, iii) comercio, iv) construcción, v) minas y canteras, y vi) agricultura. Al analizar estas actividades por separado, se puede establecer cual sector es el más/menos intensivo, e identificar oportunidades de mejora de acuerdo con el consumo de energía y su participación en el PIB. En la Ilustración 8, se muestra la participación en Miles Millones \$COP que ha tenido cada actividad desde el año 2000 y el crecimiento real a 2015.

Ilustración 8. Evolución del PIB por actividades Pesos Constantes- Colombia



Un sector destacado, tanto por su consumo de energía como por su aporte al PIB, es el sector industrial (industria manufacturera). Este sector se distribuye en diferentes ramas las cuales permiten estudiarlo más a fondo y determinar posibles mejoras de eficiencia en sus principales características, como el tipo de energía que consume, el perfil de carga y los equipos que utiliza.

¹³ Informe PIB Trimestre IV - DANE

Tabla 1. Intensidad energética por sector – Colombia

IE (BEP/MM\$COP PIB Cttes)	Explotación minas y canteras	Comercio, restaurantes y hoteles	Industrias manufacturables	Transporte, almacenamiento y comunicaciones	Otros	PAIS
2000	0.02	0.30	0.99	2.93	0.32	0.52
2001	0.03	0.27	0.94	2.69	0.31	0.50
2002	0.03	0.28	0.97	2.55	0.31	0.49
2003	0.04	0.28	0.97	2.56	0.30	0.50
2004	0.04	0.23	1.02	2.53	0.28	0.49
2005	0.04	0.23	0.96	2.46	0.27	0.48
2006	0.07	0.18	0.99	2.25	0.27	0.47
2007	0.07	0.17	0.67	2.11	0.27	0.42
2008	0.07	0.18	1.05	2.03	0.30	0.47
2009	0.07	0.18	1.00	2.10	0.28	0.45
2010	0.06	0.18	0.88	2.02	0.26	0.42
2011	0.05	0.17	0.89	2.02	0.27	0.42
2012	0.06	0.18	0.90	2.00	0.27	0.42
2013	0.06	0.18	0.91	2.01	0.26	0.41
2014	0.09	0.18	0.92	2.06	0.25	0.41
2015	0.07	0.17	0.96	2.21	0.21	0.40

Fuente: elaboración propia Enersinc. Datos tomados de DANE y UPME

En la Tabla 1 se presenta el cálculo final de la intensidad energética en cada una de las actividades relevantes. El sector Transporte presenta el mayor valor de intensidad energética con 2.21 BEP/Mill\$COP en 2015, seguido del sector industrial con 0.96 BEP/MMCOP.

En términos de la evolución de la IE, todas las grandes ramas presentan disminución de la IE excepto el sector minas y canteras. Ello se debe al incremento de la actividad de este sector en todas las categorías, pero indica que este incremento no siempre ha estado acompañado de mejoras tecnológicas, especialmente en pequeña y mediana minería.

El sector comercio, restaurantes y hoteles ha disminuido la IE, sin lugar a duda debido a las mayores eficiencias en iluminación y equipos eléctricos que representan el mayor uso en estos sectores.

La mejora en el transporte se debe al cambio tecnológico en vehículo de todo tipo que se han dado en los últimos años, así mismo a la reducción de pasajeros que usan transporte regular, reflejada por la penetración de las motos, es decir un cambio en el tipo de transporte usado.

Este resultado es consistente con las características del sector transporte, que no cuenta con una alta participación directa en el PIB, pero si tiene un alto consumo de energía, principalmente en el consumo de derivados de petróleo.



Discusión: Reducción del IE en la última década

La evolución de la IE en el país muestra en principio varias situaciones: En primer lugar, se observa una mejora en la eficiencia energética del país, como resultado de mejores tecnologías de consumo y también algunos desarrollos tecnológicos en el aparato productivo, especialmente industrial. También se observa un bajo crecimiento del sector industrial y un mayor crecimiento del sector servicios que es un sector poco intensivo en consumo de energía, lo cual produce una reducción de la IE nacional, por razones de estructura de la economía.

2.2.3 Análisis de intensidad para el sector Industrial

El sector industrial consume 1 BEP para producir 1 Mill\$COP en el PIB, para el año 2015. Si se realiza un estudio de las ramas de este sector, se puede obtener que la rama de mayor importancia para este sector está en “Productos minerales no metálicos”, “Maderas” y “Elaboración de bebidas”. La Ilustración 9 muestra la evolución de la IE y del Valor Agregado en las ramas del sector industrial desde el año 2006 hasta el año 2015, destacando que la rama “Productos minerales no metálicos” representa la rama de mayor aporte del PIB a la actividad alcanzando un valor de 16.5% del 100% que aporte esta actividad, sin embargo no es la actividad que presenta la mayor mejora en términos de eficiencia energética ya que alcanzo solo un 5.% de mejora; mientras que las ramas “Prendas de vestir” y “Madera” alcanzaron una mejora de 72.4% y 40.8% respectivamente. La actividad Industrial total que tiene el 12.2% de participación en el PIB mostro una mejora del 3.5% pasando de 0.95 a 0,92 BEP/Mill\$COP - PIB.

Las ramas que han incrementado la IE son impresión, muebles, colchones y somieres, marroquinerías, papel y cartón, y la industria textil. Este aumento puede tener dos causas: un cambio tecnológico que implique mayor uso de energía, como parece ser el caso de la industria de papel y cartón y de la industria marroquinera, o una caída en la producción que lleva a menores eficiencias productivas, como parece ser el caso de la industria textil.

De manera global la industria muestra una disminución de la IE en el período, lo cual en buena parte se debe a mejoras en eficiencia, pero también al cambio en la estructura de la economía que hoy tiene una mayor participación del sector servicios.

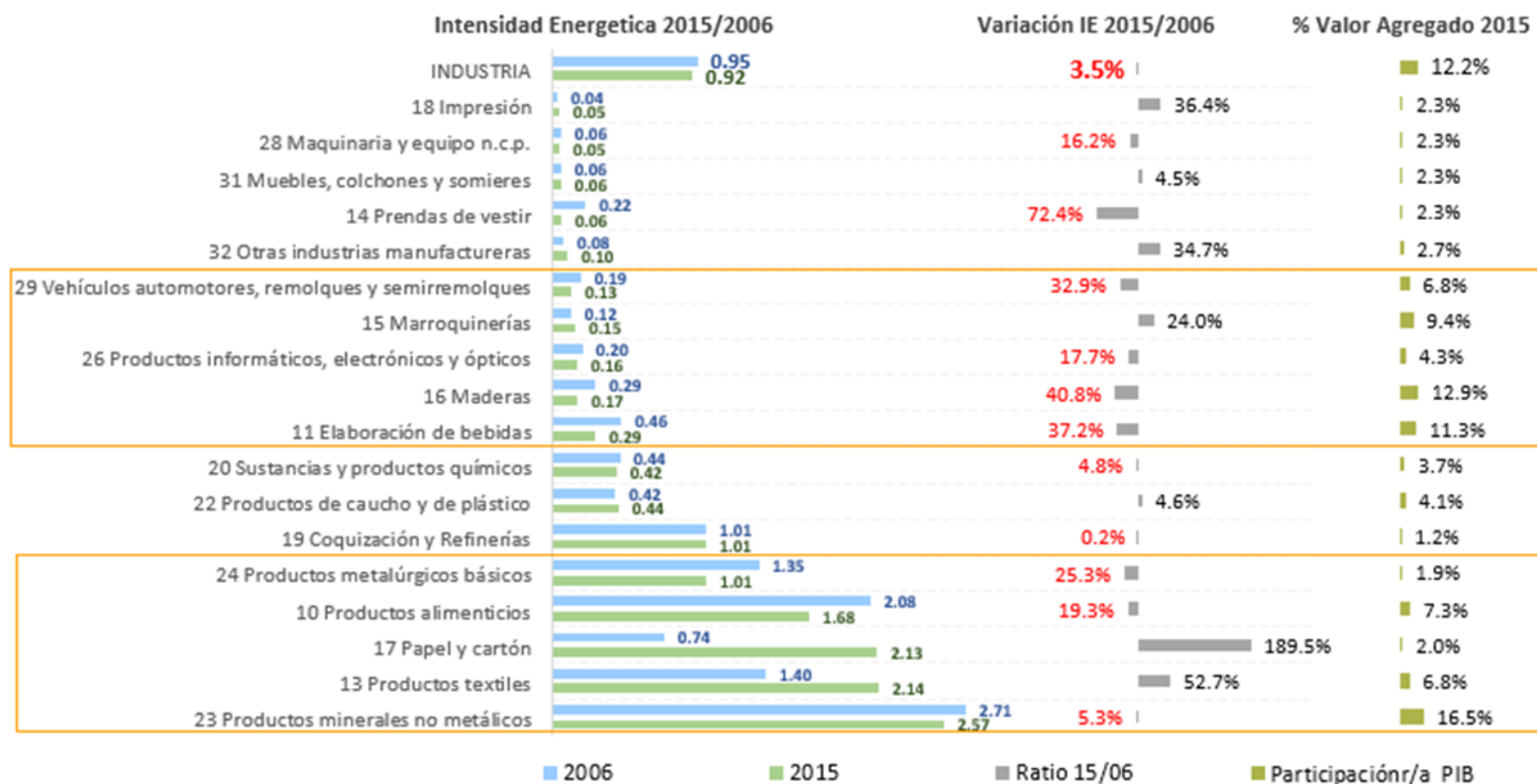
En la información del PIB, para las ramas del sector industrial, se puede observar que todas las ramas han presentado un crecimiento desde el año 2000, a excepción de la rama “producto textil” que ha presentado un decrecimiento del 35%. Las ramas de “equipo de transporte” y “Otros productos minerales no metálicos” representan las de mayor crecimiento logrando duplicar su aporte en los últimos 15 años, siendo esta última, una de las tres ramas que más aportan al sector industrial junto con las ramas “Sustancias y productos químicos” y “Refinación del petróleo y combustible nuclear” las cuales aportan el 35% del PIB a este sector.

Es importante señalar que algunos autores¹⁴ consideran que estos enfoques globales no permiten distinguir bien en los cambios de la IE la parte correspondiente al crecimiento

¹⁴ Energía. Economía y Políticas. Jean Pierre Hnasen- Jacques Parcebois. Fundación Torcuato Di Tella.

económico y lo que corresponde a cambios en la estructura económica o a una mejora en los rendimientos energéticos, es decir en la eficiencia energética. Por ello sería interesante ahondar en la separación de los efectos contenido, estructura y actividad para determinar el peso de cada uno

Ilustración 9. Evolución IE por ramas de la actividad industrial - Colombia



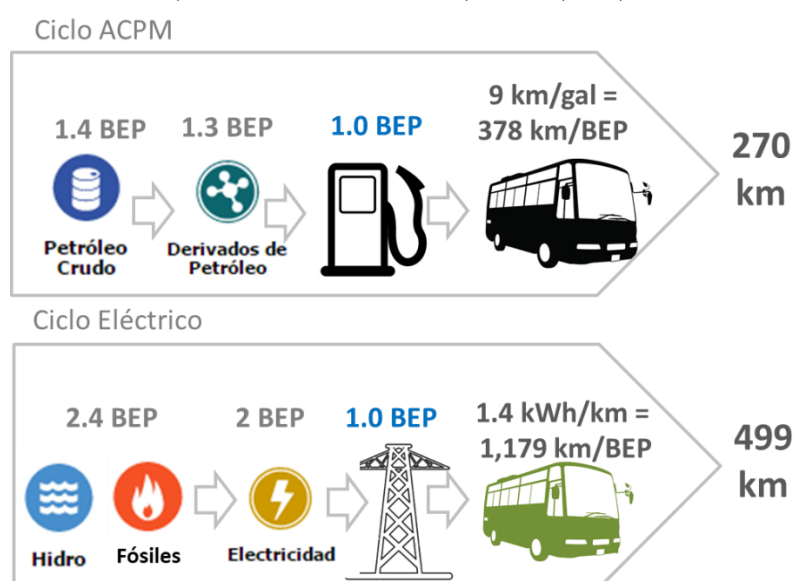
Fuente: elaboración propia Enersinc

2.2.4 Oportunidades de mejora en intensidad energética para el sector transporte

El sector transporte tiene el mayor indicador de intensidad energética, y aunque presenta una reducción persistente en los últimos años no parece lo suficientemente dinámica como para alcanzar valores cercanos a otros sectores.

Una oportunidad de mejora en la eficiencia energética de este sector consiste en un cambio tecnológico con base en el reemplazo de combustibles fósiles a sistemas de energía eléctrica. En este sentido, a manera de ejemplo, a continuación, se presenta un análisis del ciclo del consumo de una unidad de energía, desde la fuente primaria hasta el consumo final de un sistema de transporte tradicional a combustible ACPM y de un transporte eléctrico.

Ilustración 10. Ciclo de producción/consumo de BEP para transporte público – ACPM vs Eléctrico



Fuente: elaboración propia Enersinc. Información origen: BID.



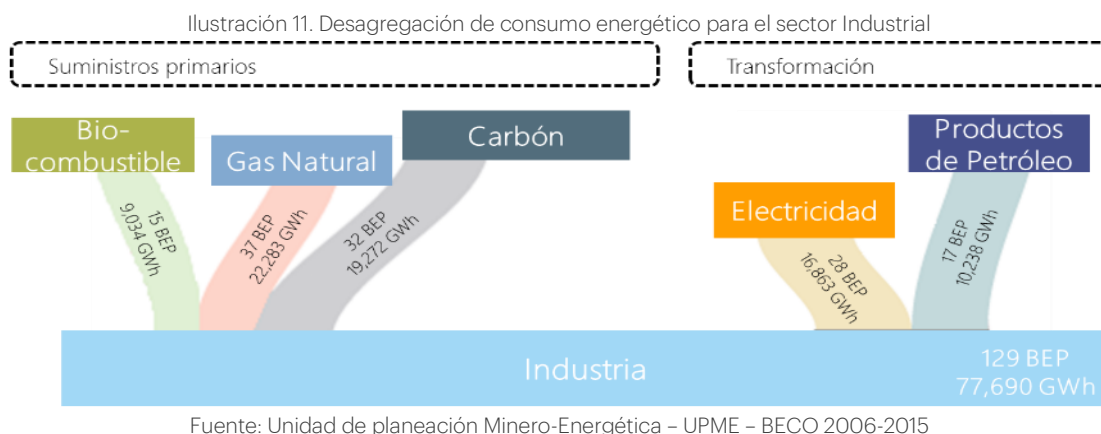
Discusión: Mejora en la IE del sector transporte

La Ilustración 10 muestra el ciclo de transformación requerido para tener disponible 1 BEP hasta el usuario final (no se incluyen pérdidas de distribución en ninguno de los ciclos) para un sistema de transporte público urbano. Los esquemas muestran que para tener 1 BEP disponible se requiere (por efecto de las pérdidas) 1.4 BEP para el Diésel y 2.4 BEP para la electricidad. Teniendo en cuenta los rendimientos medios¹⁵ para dos buses, uno a diésel y otro eléctrico, se obtiene que por cada BEP producido para un sistema a combustible ACPM se puede recorrer 270 km y para un sistema eléctrico se puede recorrer 499 km. Lo anterior indica que el cambio de un sistema tradicional a un sistema eléctrico produciría un ahorro de hasta un 50% en el consumo de energía para el sector.

¹⁵ Grupo de Estudios en Sostenibilidad Urbana y Regional, Universidad de los Andes – Ministerio de medio ambiente estudio de costos de abatimiento capítulos sectoriales Transporte - 2014.

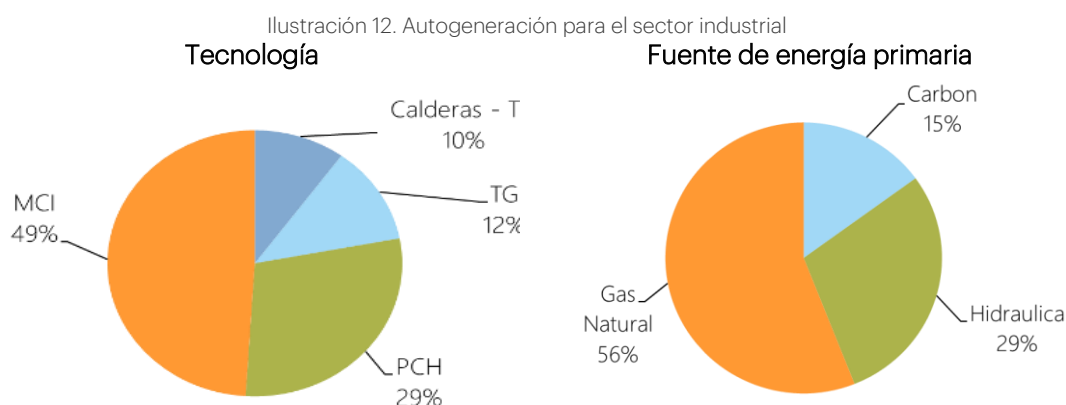
2.3 Participación de Autogeneración y su impacto en la intensidad energética en el sector industrial.

El sector industrial tiene una participación aproximada de 25% en todo la energía que se consume en el país, lo cual traduce un consumo de 129 BEP para el año 2014; de los cuales el 30% (37 BEP) se consume directamente de la fuente primaria Gas, el 25% (32 BEP) de la fuente Carbón y 36% (28 BEP electricidad y 17 BEP petróleo) de las fuentes de energía secundarias (Electricidad y derivados de petróleo). La Ilustración 11 muestra el esquema que resume el consumo de energía del sector industrial.



De la Ilustración 11 se puede deducir que el principal consumo de energía del sector industrial proviene de las energías primarias alcanzando un valor de 50,600 GWh (84 BEP) para el año 2015 lo que equivale a un 65% de toda la energía consumida. Del sector eléctrico se obtiene un 22% equivalente a 16,863 GWh (45 BEP). La energía en este sector es consumida principalmente por ramas industriales, de las que se destacan la industria de productos alimenticios, minería no metálicos y coquización y refinerías.

En cuanto a autogeneración en el sector industrial, la siguiente ilustración muestra las principales tecnologías utilizadas en el sector y la participación de las fuentes de energía primaria en esta generación.



Fuente: Unidad de planeación Minero-Energética - UPME

La tecnología que más se usa en la autogeneración corresponde a los motores de combustión interna (MCI) que usan gas para su generación, seguidas de las tecnologías de calderas Termo

Vapor y Turbinas a gas que usan carbón y gas respectivamente. En la Tabla 2 se muestra el consumo de energía para diferentes sistemas de autogeneración:

Tabla 2. Consumo de energía para varios sistemas de autogeneración

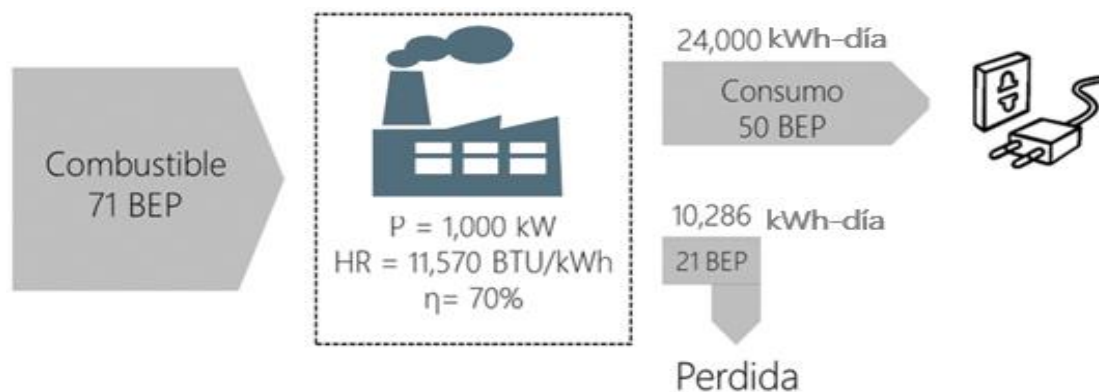
	Heat Rate (BTU/kWh)		Potencia	Consumo de Gas (Tcal-día)		Energía petróleo (BEP-día)	
	Min	Max	kWh-día	Min	Max	Min	Max
MCI	11.000	15.000	24.000	0,07	0,09	47,5	64,8
CTV	10.000	30.000	24.000	0,06	0,18	43,2	129,6
TG	9.000	13.000	24.000	0,05	0,08	38,9	56,2
MCI = Motores de Combustión Interna							
CTV = Calderas Térmica Vapor							
TG = Turbinas a Gas							

Fuente: Sistema de información de eficiencia energética y energías alternativas – SI3EA/UPME

La eficiencia que usualmente presentan estas plantas de autogeneración es relativamente baja en comparación con las grandes centrales. Es decir, para abastecer el consumo de energía de un proceso industrial es necesario un consumo mayor de combustible que el que se requiere si se toma de la red, proveniente de una planta de gran escala.

En la Ilustración 13 se muestra un ejemplo de combustible requerido para generar 24,000 kWh-día, usando un consumo promedio de 50 BEP y con un Heta Rate¹⁶ de 11,570 BTU/kWh, como se presenta en la ilustración, para lo cual se requeriría un consumo de combustible de 71 BEP, es decir que para producir 1 MWh se requieren 2,98 BEP. Por su parte al hacer el cálculo con la red eléctrica, para producir un 1 MWh para el mismo usuario se requieren 1,25 BEP.

Ilustración 13. Esquema de consumo energético con autogeneración



Fuente: elaboración propia Enersinc



Discusión: Mejora en la IE del sector industrial

Con este ejemplo se ilustra que el consumo de combustible para autogeneración **puede ser significativamente más alto desde el punto de vista de intensidad energética que tomar la energía de la red**. Se requiere la utilización de FNCER o una mejora en la eficiencia de estas plantas de pequeña escala, para que representen una oportunidad de mejora importante respecto al uso de energía eléctrica de la red.

¹⁶ Eficiencia térmica

3. Seguimiento a políticas actuales



3

La legislación y reglamentación son algunos de los aspectos más importantes en el desarrollo de acciones y estrategias desde el lado de la demanda de energía. Si bien los usuarios son agentes dentro de la cadena de suministro de energía; generalmente son considerados como agentes pasivos. Las leyes, decretos y reglamentos buscan entonces garantizarles energía eficiente, confiable y de buena calidad, así como permitirles el acceso a una decisión informada frente al producto que adquieren.

En los últimos años con el desarrollo de nuevas tecnologías, el creciente interés en tener un suministro y un consumo energético más eficiente y con la irrupción de recursos al alcance de los usuarios, tales como la generación distribuida residencial o industrial, los vehículos eléctricos y la respuesta de la demanda, los usuarios están llamados a tener un papel cada vez más activo. La legislación debe entonces permitir y facilitar su participación como un agente más dentro de la cadena de suministro, así como fomentar las acciones de eficiencia energética dentro del sistema.

3.1 Leyes, decretos, resoluciones

3.1.1 Ley 697 de 2001 y PROURE 2010-2015

Colombia fue uno de los países pioneros en América Latina en el desarrollo de legislación para consumo eficiente de energía, en el año 2001 mediante la expedición de la **ley 697 de 2001** en la cual se declara el uso racional y eficiente de energía como un asunto social, de interés público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar:

1. El abastecimiento energético pleno y oportuno.
2. La competitividad de la economía colombiana.
3. La protección del consumidor.
4. La promoción de FNCER de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

Esta ley buscaba promover el uso racional y eficiente de la energía, así como incentivar las FNCER. Sin embargo, lleva más de 16 años de expedición y su lenta reglamentación es muestra que una ley no necesariamente garantiza el desarrollo de una política pública con metas, acciones y responsables y cuyo impacto finalmente pueda medirse. Adicionalmente, las políticas relacionadas con eficiencia energética y en general con el uso final de la energía, requieren de una muy buena caracterización inicial del consumo de la energía, información que en el país gestiona la UPME, pero sobre la cual existe un alto grado de incertidumbre. Esta ley una vez expedida tomó más de 10 años en terminar de reglamentarse y en tener algún impacto práctico. Esta Ley en todo caso creó el marco legislativo para los desarrollos posteriores del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía PROURE y los incentivos tributarios para eficiencia energética.

El primer decreto reglamentario de la ley 697 de 2001 fue el **decreto 3683 de 2003** que creó una Comisión para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, CIURE, conformada por el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Industria y Comercio, en Ministerios de Ambiente, Vivienda y desarrollo Territorial, la comisión de Regulación de Energía y Gas y Colciencias como miembros permanentes y la UPME como Secretaría Técnica de la comisión. Ya desde la conformación de la CIURE el Ministerio de Transporte no fue incluido. Este decreto definió la estructura institucional asignándole al MME la función de la definición de políticas en eficiencia energética y el diseño de instrumentos de promoción. También definió los lineamientos del PROURE, así como mecanismo de apoyo a

la investigación y educación, tareas de promoción y reconocimiento como la orden al mérito URE.

Si bien este decreto asignó funciones y determinó ciertas tareas, sobre todo a nivel institucional, en la práctica tuvo muy poco impacto ya que durante 3 años no se realizaron actividades concretas ni con resultados visibles. Hasta 2006, con la expedición de la **Resolución 180609 de 2006** del MME, se definen los subprogramas que hacen parte del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE. Los 10 subprogramas creados fueron los siguientes

1. Cultura, Investigación y promoción del URE y análisis prospectivo de nuevas tecnologías de transformación energética relacionadas con el mismo.
2. Fomento y desarrollo de proyectos con fuentes energéticas no convencionales y de eficiencia energética, incluidos los proyectos de energías limpias o renovables con prioridad en las zonas no interconectadas.
3. Edificaciones arquitectónicas y equipamiento asociado para el URE.
4. Control de pérdidas de energía.
5. Cambio Climático e iniciativas de mercado de metano y secuestro y captura de carbono.
6. Estímulos e incentivos a tecnologías, productos y proyectos URE o al uso total o parcial de energías no convencionales.
7. Proyectos o actividades de producción más limpia y de ahorro y de eficiencia energética, que requieran equipos, elementos y maquinaria destinados a la reducción en el consumo de energía y/o eficiencia energética.
8. Fomento del URE en los sectores oficial, comercial, transporte, residencial (incluida vivienda de interés social), industrial (Medianas y Pequeñas Empresas MYPIMES y Empresas de Servicios Energéticos, ESCOS).
9. Sustitución de combustibles tradicionales por otros combustibles potencialmente más limpios y específicamente el fomento y utilización de los biocombustibles.
10. Actualización y/o reconversión tecnológica de equipos industriales en función del URE.

Si bien la propuesta de los subprogramas buscaba orientar la política y los incentivos e impulso a medidas efectivas, como la prohibición de bombillas incandescentes, en la práctica resultó siendo muy ambiciosa y amplia para poder desarrollarla en su totalidad. En términos de avance de metas en estos subprogramas no hay información suficiente para hacer una medición apropiada, no obstante, en el presente informe se hace un breve análisis sobre la estimación del avance.

3.1.2 PROURE 2010-2015

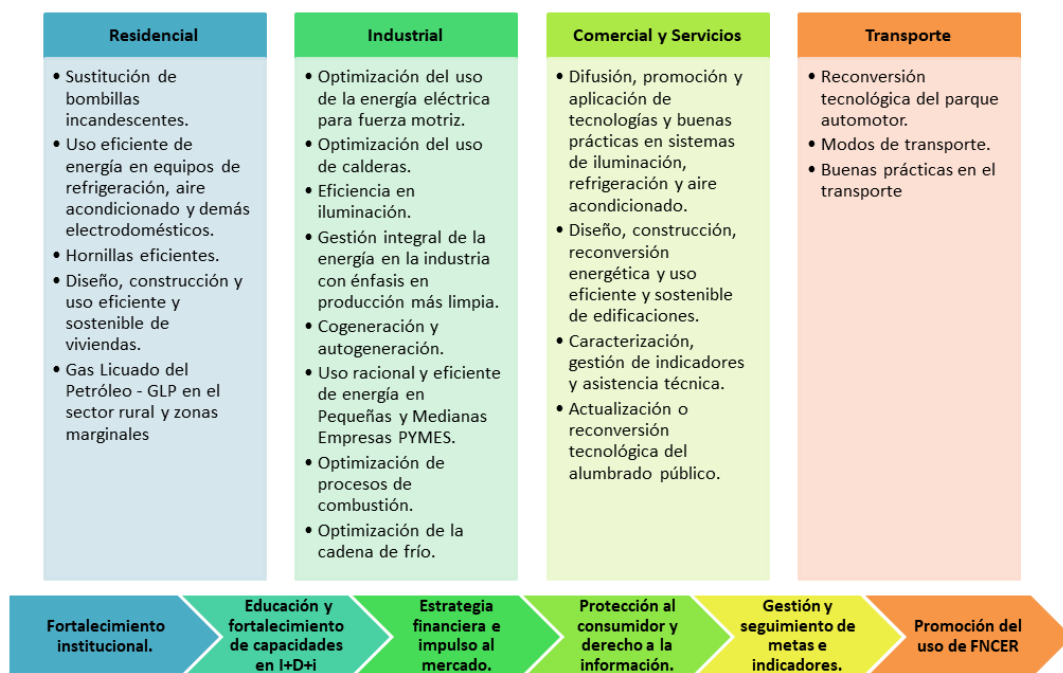
Pasados cuatro años de la expedición de la anterior resolución, mediante la nueva **Resolución 180919 de 2010** del MME se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE y se definen sus objetivos y subprogramas.

Se establece como objeto general del PROURE el promover el Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, que contribuya a asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el ambiente y los recursos naturales. Sus objetivos específicos son:

1. Consolidar una cultura para el manejo sostenible y eficiente de los recursos naturales a lo largo de la cadena energética.
2. Construir las condiciones económicas, técnicas, regulatorias y de información para impulsar un mercado de bienes y servicios energéticos eficientes en Colombia.
3. Fortalecer las instituciones e impulsar la iniciativa empresarial de carácter privado, mixto o de capital social para el desarrollo de subprogramas y proyectos que hacen parte del PROURE.
4. Facilitar la aplicación de las normas relacionadas con incentivos, incluyendo los tributarios, que permitan impulsar el desarrollo de subprogramas y proyectos que hacen parte del PROURE.

A continuación, se presenta un resumen de los subprogramas estratégicos transversales y de los subprogramas prioritarios sectoriales definidos. Como se puede ver cada sector tenía una serie de subprogramas en los que se identificaban de alguna forma los usos finales prioritarios por sector.

Ilustración 14. Subprogramas PROURE



Fuente: Elaboración propia con información PROURE (Resolución 180919, 2010)



¿Son medibles las acciones y avances en los subsectores prioritarios sectoriales del PROURE?

La formulación de los subprogramas sectoriales del PROURE presentaba dificultades en algunos casos frente a su seguimiento y definición de indicadores y metas, mientras que otros se podrían ejecutar mediante acciones concretas, por ejemplo, la sustitución de bombillas

incandescentes. La reconversión de tecnología en Alumbrado Público, el cambio de modos transporte o la aplicación del URE en Pymes es muy amplio y poco concreto, y de igual forma difícil de hacerle seguimiento o tener indicadores medibles.

El PROURE además de definir los subsectores prioritarios también definió metas *indicativas* de ahorro, las cuales debían cumplirse en el periodo 2010-2015, y fueron estimadas a partir de la información disponible, especialmente a partir del balance energético elaborado por la UPME, el cual presentaba inconsistencias en la información y por lo tanto era poco confiable. Como se puede ver en la Tabla 3, las metas para todos los sectores, menos transporte, estaban dadas únicamente para el consumo de energía eléctrica, no se propusieron metas para otros energéticos. Habría sido pertinente discutir si las metas eran altas o no, pero finalmente uno de los aspectos más relevante fue su carácter indicativo y si bien la misma resolución planteó un seguimiento anual por parte de la CIURE, este no fue visible, al menos públicamente. La mayor crítica a este PROURE fue precisamente su carácter indicativo, la ausencia de responsables del seguimiento y del cumplimiento de las metas y falta consecuencias por su incumplimiento, quedando de esta forma en el papel, pero con poco impacto en la práctica.

Tabla 3. Metas de ahorro de energía PROURE 2010-2015

Sector	Potencial de ahorro de energía a 2015 (%)*		Meta de ahorro de energía a 2015 (%)	
A nivel nacional	Energía eléctrica	20.3	Energía eléctrica	14.8
	Otros energéticos	2.1		
Residencial	Energía eléctrica	10.6	Energía eléctrica	8.7
	Otros energéticos	0.6		
Industrial	Energía eléctrica	5.3	Energía eléctrica	3.4
	Otros energéticos	0.3		
Comercial, público y servicios	Energía eléctrica	4.4	Energía eléctrica	2.7
Transporte	Otros energéticos**	0.4	Otros energéticos	0.3
	Otros energéticos***	1.1	Otros energéticos	0.9

* Potencial de ahorro de energía eléctrica estimado por la UPME.

** Potencial de ahorro considerando reconversión tecnológica (diésel a eléctrico) de sistemas de transporte masivo articulado y de una fracción de buses tradicionales (diésel a eléctrico e híbrido) del Sistema Integrado de Transporte Masivo de Bogotá.

*** Potencial de ahorro considerando mejores prácticas de conducción en los sistemas de buses y busetas tradicionales a nivel nacional y en el Sistema Integrado de Transporte Masivo de Bogotá.

Fuente: PROURE 2010-2015 (Resolución 180919, 2010)

Si bien fue difícil medir el cumplimiento de las metas propuestas, el PROURE sirvió como marco para desarrollar la aplicación de incentivos a proyectos de eficiencia energética, tanto en las líneas de acción como en su articulación con metas ambientales para que estos entraran en vigor. La aplicación y desarrollo de incentivos se revisan más adelante en este documento, estos fueron reglamentados mediante los siguientes decretos y resoluciones: **Resolución 0563/2013** donde se asigna la UPME la responsabilidad de dar concepto técnico para otorgar incentivos tributarios (exención de IVA y/o renta); los **Decretos 2532/2001 y 3172/2003** que establecen que el equipo y maquinaria destinados a proyectos de reducción en el consumo de energía **NO** están exentos de IVA a menos que hagan parte de programas ambientales, y la **Resolución 0186/2012** que adopta las metas del PROURE como metas

ambientales y por lo tanto se podrán presentar solicitudes de deducción de impuestos en las líneas de los subprogramas seleccionados. Finalmente, los incentivos quedaron vigentes en 2013 y estuvieron operativos hasta 2016, siendo reemplazados en 2017 mediante nuevos decretos reglamentarios.

3.1.3 Ley 1715 de 2014 y PAI 2017-2022

En 2014 fue expedida la Ley 1715, cuyo principal propósito es la promoción de FNCER en la matriz energética colombiana, pero también se señala dentro del objeto de la ley la promoción y la gestión eficiente de la energía que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda. Adicionalmente levantó la prohibición existente hasta el momento de la venta de excedentes por parte de los autogenerados, abriendo así la posibilidad de usuarios que puedan ser a la vez consumidores y productores de energía (prosumidores).

La ley incluye las siguientes definiciones:

- Autogeneración. Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse, a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.
- Eficiencia Energética. Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a través de buenas prácticas, de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles.
- Gestión eficiente de la energía. Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda.
- Respuesta de la demanda. Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.

Dentro del paquete de incentivos arancelarios se mantienen los existentes en IVA y Renta para proyectos de eficiencia energética. Además, se crea el FENOGE que permite la financiación de proyectos también en esta línea.

El capítulo V de la ley está dedicado al desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía. Allí se plantea la continuación, actualización y seguimiento al PROURE mediante el desarrollo del plan de acción indicativo, el desarrollo de reglamentaciones técnicas y los sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos, y sobre el consumo energético de los productos manufacturados. El plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE se dotará adecuadamente de los medios financieros necesarios para la consecución de los objetivos, ya sea con cargo a impuestos, asignación de partidas dentro de los presupuestos públicos y/o a través de mecanismos fiscales que permitan estimular las actividades de eficiencia energética y las de apoyo a la respuesta de la demanda.

Plantea el establecimiento de buenas prácticas de eficiencia energética entre los organismos del sector público, incluyendo criterios y consideraciones a ser tenidas en cuenta en procesos de contratación pública, y define la puesta a disposición de todas las administraciones las experiencias que se conozcan sobre buenas prácticas a nivel internacional.

Se deben fijar objetivos de gestión eficiente de la energía para todas las edificaciones del gobierno nacional y la administración pública, estos objetivos serán fijados como metas escalonadas con horizontes hasta de 10 años y define la obligación por parte de las entidades para asignar presupuesto para este fin.

Se delegará por parte del MME a la CREG para el establecimiento de mecanismos regulatorios que incentiven la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en periodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de carga.

El Gobierno Nacional, y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, adoptarán planes de gestión eficiente de la energía, que incluirán acciones en eficiencia energética y mecanismos de respuesta de la demanda, e incluirán la adopción de FNCER en sus edificaciones.

Reglamentación de la Ley 1715

Como parte de la reglamentación de la ley 1715 de 2014 se han expedido una serie de decretos, y resoluciones por parte del MME, la UPME y la CREG, de acuerdo con las responsabilidades asignadas en la ley, el resumen de esta reglamentación se presenta a continuación.

En relación con la **autogeneración** se expidió el **Decreto 2469 de 2014** por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, estableciendo condiciones de simetría con la actividad de generación para los autogeneradores a gran escala, condiciones para el contrato de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecten, y los parámetros para ser considerado Autogenerador. Este incluye el no uso de activos del SIN para el transporte de la energía producida para autoconsumo, no importa la cantidad de energía excedentaria para ser considerado Autogenerador, se deberá cumplir la regulación que para entrega de excedentes establezca la CREG y no importará de quien sea la propiedad de los activos de generación para ser considerado autogenerador. Posteriormente la UPME emitió la **resolución UPME 281 de 2015** en la que definió el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala en 1MW. También se expidió la **Resolución CREG 024 de 2015**, "Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y finalmente se encuentra en discusión el proyecto de **Resolución CREG 121 de 2017** para la entrega de excedentes para la autogeneración de pequeña escala.

A este respecto el impacto más importante de la ley fue el levantamiento de la prohibición de entrega de excedentes. En cuanto a la reglamentación para la autogeneración en gran escala se aplican las reglas establecidas para generadores convencionales en relación con la entrega de excedentes, sin embargo, el punto de discusión más importante en este aspecto ha sido el contrato de respaldo y el valor asignado a éste.

En relación con la pequeña escala aún no está la regulación definitiva, pero respecto a la propuesta de la CREG hay algunos puntos que pueden convertirse en barreras para el pleno desarrollo de esta actividad, tales como la creación de una nueva categoría de generador, los

tiempos para mantener vigente la conexión, el procedimiento de conexión, el mecanismo de reconocimiento de excedentes, etc. A nivel internacional la generación distribuida ha tenido un gran crecimiento, en particular con energía solar fotovoltaica, permitiendo así un rol activo por parte de la demanda y una reducción en pérdidas de energía por transporte y distribución entre otros beneficios, sin embargo, la regulación puede ser un puente facilitador o una barrera insalvable para estos proyectos.



Venta de excedentes por parte de autogeneradores

Uno de los principales aportes de la Ley 1715 de 2014 fue el levantamiento de la prohibición de venta de excedentes por parte de los autogeneradores, así como la promoción de la autogeneración a pequeña escala con FNCER, reconociendo sus beneficios tanto en participación de los usuarios como de reducción de pérdidas. Aunque se ha avanzado en su reglamentación, casi más de tres años después la regulación aún no está definida, y de esta dependerá en gran medida que efectivamente los consumidores puedan volverse prosumidores o que sea inviable el desarrollo de proyectos de pequeña escala destinados a autoconsumo y con venta de excedentes.

En cuanto a la **respuesta de la demanda**, se expidió el **Decreto 2492 de 2014** por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda, y en el cual se establece que la CREG deberá definir un mecanismo de remuneración para transmisión y distribución que incluya tarifas horarias o canasta de tarifas, de tal forma que permitan incentivar el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos. Estos mecanismos deberán ser diseñados de tal manera que lleguen a los usuarios finales, y únicamente aplicará en la medida que los usuarios cuenten con el equipo de medida adecuado para su implementación. Deberá incluirse la respuesta de la demanda en la elaboración de los planes energéticos y de expansión del sistema. La CREG deberá diseñar mecanismos de participación de la demanda en el mercado mayorista mediante desconexión voluntaria o reducción de carga y adicionalmente la CREG definirá el mecanismo para que el cálculo de cargos en las ADD sea por nivel de tensión y por hora. Con motivo de la amenaza del fenómeno del niño sobre el SIN la CREG reguló mediante las resoluciones 025 y 026 de 2016 la participación de la demanda en el mercado diario en condiciones de escasez.



Participación de la Demanda en el Mercado de Energía

A la fecha la participación de la demanda en el mercado mayorista de energía se ha limitado a la posibilidad de cambiar de proveedor del servicio en el mercado minorista y a negociar el precio del servicio con el comercializador de su elección para los usuarios no regulados. Con el objeto de ampliar los mecanismos de gestión de la demanda, la Ley 1715 de 2014 promueve la Respuesta de la Demanda, RD, definida como los cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos. En desarrollo de esta ley, el Decreto 2492 de 2014 del MME estableció que los mecanismos de RD permitirán que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al SIN, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones.

Dando aplicación a esta normativa, la CREG expidió la Resolución 011 de 2015, mediante la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el MEM en condición crítica. Adicionalmente, la Resolución CREG 212 de 2015 ajustó aspectos operativos del mecanismo de

RD y con la Resolución 025 de 2016 se adopta un mecanismo para la activación de la RD en el predespacho ideal. Dadas las condiciones presentadas en el pasado fenómeno del Niño, en la Resolución 025 y posteriormente en la Resolución 042 de 2016, la CREG tomó medidas para facilitar la participación en la RD, en particular para flexibilizar los requerimientos de los equipos de medida requeridos para participar en el esquema y otros aspectos operativos.

De acuerdo con la regulación el procedimiento de RD, que se basa en ofertas de reducción de demanda, es aplicable únicamente para condiciones críticas, las cuales se definen como aquellas que presenta el MEM cuando el precio de bolsa supera en un 8% al precio de escasez. Adicionalmente, para ser despachable, el precio de oferta del recurso de RD debe ser inferior a la diferencia entre el Precio de bolsa y el Precio de Escasez. Estas condiciones son exigentes y por consiguiente restringen la implementación del mecanismo. Sólo en ocasiones puntuales y bajo las condiciones críticas del pasado fenómeno de El Niño se cumplió la condición de despacho de la RD.

En principio los consumidores participantes en la RD son representados en el MEM por un comercializador, el cual puede ser o no su mismo proveedor del servicio. Sin embargo, no son claros los incentivos que tiene este agente para representar la reducción de la demanda de sus usuarios. No obstante, la regulación no prevé la figura de un agente agregador de servicios de reducción de demanda, como existe en otros países para dinamizar el desarrollo de la RD. Otros aspectos que desincentivan la participación de la demanda en la RD son: exigencia de reducción de demanda por períodos prolongados de tiempo, exposición a pago de penalizaciones económicas por incumplimiento, no existe remuneración por disponibilidad del servicio.

Para el funcionamiento de la RD es fundamental que los incentivos sean suficientes para atraer la participación de los agentes y para la recuperación de los costos asociados a su implementación. Esto requiere evaluar el potencial de reducción de la demanda alcanzable, la habilitación de las condiciones técnicas para su realización y la verificación de efectiva reducción en tiempo real. Igualmente conocer el costo de oportunidad de desplazar o reducir el consumo propio en determinados períodos, los costos asociados al riesgo de penalizaciones por incumplimiento, la administración de garantías, representación comercial, etc. Si no existe suficiente certeza sobre los beneficios y la recuperación de los costos asociados, el esquema simplemente no despegará.

El **decreto 348 de 2017** que adiciona al decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía (Decreto 1073 de 2015) en relación al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneradores a pequeña escala, establece la obligación por parte del MME de definir e implementar los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición y la gradualidad en su implementación fundamentado en estudios técnicos para este fin; define los parámetros para ser considerado Autogenerador a pequeña escala, entre los que se encuentran el límite de potencia instalada definido por la UPME (en la actualidad 1MW), que sea energía producida para autoconsumo sin necesidad de usar activos del STN o SDL, no se limita la cantidad de excedentes generador en función del autoconsumo y la propiedad u operación de los activos podrá ser propia o de terceros.

Establece que la CREG deberá determinar el procedimiento simplificado de conexión y entrega de excedentes teniendo en cuenta aspectos como los tiempos y duración del trámite para la conexión, requisitos técnicos mínimos, las condiciones del contrato de respaldo,

estableciendo que a 100 kW no requieren contrato de respaldo, de igual forma la CREG deberá definir la remuneración de los excedentes así como los responsables de la medición y la liquidación y en el caso de los autogeneradores con FNCER deberá utilizar un esquema de créditos de energía y medición bidireccional, la expedición de este decreto fue seguida por el borrador de resolución CEG 121/2017 que se analiza en la sección 3.2.3. Es importante aclarar que en este decreto el ministerio definió una sub categoría dentro de la autogeneración únicamente para el contrato de respaldo, aquellos menores a 100 kW, este límite fue asumido por la CREG como una nueva categoría de autogeneración creando condiciones diferenciales tanto para la conexión como para la entrega de excedentes, superando así el mandato de la ley y del decreto reglamentario.

Este decreto hace parte del paquete reglamentario de la Ley 1715/2014 y hace avances en estos dos temas de manera general su expedición fue seguida por el borrador de decreto en materia de medición inteligente, y las propuestas regulatorias de contrato de respaldo y autogeneración a pequeña escala, sin embargo como se puede ver ya han pasado más de tres años desde la expedición de la ley que aún se encuentra en reglamentación, a pesar que la ley establecía un límite de 1 año para este proceso y delegando aún más regulaciones en la CREG por lo que su implementación y entrada en operación definitiva aún es incierta, siendo esta una gran dificultad en el desarrollo efectivo de proyectos de autogeneración por parte de la demanda.

El **FENOGE** fue reglamentado en primer lugar por el artículo 190 de la **Ley 1753 de 2015** y complementado con la **Resolución CREG 232 de 2015** que definió que, a partir del 01 de enero de 2016, del recaudo efectuado por el ASIC. 0.4 pesos por cada kWh serán destinados al FENOGE, estos son adicionales a los fondos que mediante esta misma vía se recaudan para el FAZNI. El artículo 368 de la **Ley 1819 de 2016** determinó que el fondo será administrado a través de un contrato de fiducia mercantil, el cual deberá ser celebrado por el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria. Finalmente, mediante el **Decreto 1543 de 2017** por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE, se plantea que el objeto de este fondo será financiar programas de FNCER y gestión eficiente de la energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo. Con los recursos del FENOGE se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas. Igualmente se podrán financiar los estudios, auditorías energéticas, adecuaciones locativas, disposición final de equipos sustituidos y costos de administración e interventoría de los programas y/o proyectos. Está pendiente por definición el manual operativo del fondo para que quede plenamente en operación.

Si bien la Ley no plantea explícitamente la reglamentación en cuanto a temas de medición sí habla de **medición bidireccional** para la autogeneración y en diferentes decretos se ha identificado la necesidad de medición avanzada como facilitador de la entrega de excedentes, la gestión eficiente de la energía y la respuesta de la demanda. Actualmente se encuentra en comentarios una propuesta de decreto del MME por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica. Esta propuesta de decreto introduce nuevas definiciones al sector, acorde a los desarrollos y nuevas tecnologías disponibles en la actualidad de infraestructura avanzada de medición (AMI por sus siglas en inglés). Éstas incluyen ciberseguridad, operación

remota, interoperabilidad, medidores avanzados y redes inteligentes. Los principales objetivos de la implementación de AMI son:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.
- Permitir, entre otros, la incorporación eficiente de tecnologías de autogeneración, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución.
- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica.
- Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Reducir los costos de la actividad de comercialización.

El decreto en consulta presenta las principales funcionalidades del AMI como lectura remota, medición bidireccional, medición horaria, conexión y desconexión remota, protección antifraude, opciones prepago, entre otras. También delega a la CREG en un plazo de 12 meses la expedición de la regulación para implementar AMI por parte de los OR, que deberán presentar planes de implementación de tal manera que se garantice que para 2025 el 95% de los usuarios ya tenga infraestructura avanzada de medición.

3.1.4 Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022

El Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022 (UPME-PAI, 2016) fue adoptado mediante la Resolución 41286 de 2016, este se formula como el replanteamiento de la política de eficiencia energética en el país, y recoge numerosos estudios desarrollados principalmente por la UPME. Entre ellos los estudios de caracterización de consumo energético industrial en los sectores CIU 10-18 (UPME - INCOMBUSTION, 2014) y CIU 19-31 (UPME- CORPOEMA , 2014), la propuesta de política de Eficiencia energética (UPME-Política EE, 2015) entre otros. Busca además dar continuación al PROURE, que estaba formulado hasta el 2015, e integrar el nuevo marco normativo establecido por la Ley 1715 de 2014 y los compromisos de reducción de emisiones adquiridos por el país particularmente en la COP 21.

El PAI se articula directamente con los compromisos de reducción de emisiones de la COP 21 especialmente en la línea de acción de MME en reducción de emisiones por eficiencia energética, de igual forma algunas de sus líneas de acción particularmente en transporte contribuyen a la meta de este sector y en general a la meta país. En relación con los ODS, la ejecución de las metas del PAI contribuyen de forma directa al objetivo 7 Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, en particular a la meta 7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética, así como a la canalización de inversiones en I+D+i en tecnologías limpias y eficientes.

El principal objetivo del PAI es definir las acciones estratégicas y sectoriales que permitan alcanzar las metas en materia de eficiencia energética, esto teniendo en cuenta las metas indicativas más costo efectivas, la construcción de condiciones económicas, técnicas, regulatorias y de información para impulsar un mercado de eficiencia energética, el fortalecimiento institucional, el establecimiento de procedimientos adecuados para la aplicación de incentivos, la armonización de metas, y la consolidación de una cultura de manejo sostenible y eficiente de los recursos en la cadena energética.

A partir de los estudios de actualización del nuevo balance energético colombiano BECO, se presenta la caracterización del consumo de energía para los sectores de transporte, industrial, comercial, público y servicios y residencial. A partir de esta información se plantearon las

metas indicativas 2017 -2022 para cada uno de los sectores como se muestra a continuación. Como se puede ver, la meta de ahorro energético a nivel nacional para todos los sectores es el 9,05%, siendo la más alta la del sector transporte con más de la mitad de la meta total, seguida por industria, terciaria y residencial.

Tabla 4. Metas de ahorro PAI 2017-2022

METAS INDICATIVAS DE AHORRO 2017 - 2022		
SECTOR	META DE AHORRO (TJ)	META DE AHORRO (%)
TRANSPORTE	424,408	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)

Adicionalmente se propone una serie de medidas transversales como una reorganización institucional, la creación de un Gestor de la Información de EE (GIEE), el fortalecimiento de la CIURE, fomento a la participación de ESCOS, promoción de la implementación de sistemas de gestión de la energía, fortalecimiento del esquema de incentivos tributarios y no tributarios, fortalecimiento de la cooperación técnica y formación profesional, tecnológica y técnica, capacitación y difusión.

3.1.5 Sector transporte

Las medidas identificadas para el sector transporte están enfocadas a una diversificación de la matriz de combustibles empleados en movilidad, así como la introducción de tecnologías más eficientes, estas son las siguientes:

Tabla 5. Medidas sector transporte

SECTOR	Estrategia	Medida	Número de vehículos	Ahorro neto de energía (TJ)	Emisiones netas evitadas de CO2 (MTon)
TRANSPORTE	Gas Natural Vehicular	Impulso a vehículos dedicados a GNV para servicio público intermunicipal de pasajeros	6,071	20,012	1,304,616
		Vehículos dedicados a GNV para vehículos públicos de pasajeros en Bogotá	330	1,495.40	112,023.20
	Energía eléctrica	Reemplazo de la flota de combustión del sector oficial, por vehículos eléctricos e híbridos - meta de EE a 2022	3,700	154,704.70	10,821,493.10
		Sustitución del total de la flota de taxis en las principales ciudades del país (Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla) por vehículos eléctricos - meta de EE a 2022	12,480	2,146.90	77,649.60
		Entrada de motos eléctricas y automóviles eléctricos nuevos a nivel nacional.	2,189 motos 2082 Vehículos	35.9 por Motos 148.3 por Vehículos	2,199.7 por Motos 8671.5 por Vehículos
		Entrada de vehículos eléctricos e híbridos en el transporte público de pasajeros de las principales ciudades del país	706	2,073.60	154,164.40
		Establecimiento de los estándares de eficiencia energética en el sector y etiquetado para los vehículos			
	GLP	Penetración de GLP en la flota	146,650	136,857	9,637,618
	GNL	Penetración de GNL en la flota	1,740	134,856	9,540,492

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

Es evidente que las estrategias en el sector transporte están fuertemente enfocadas a la diversificación de combustibles y particularmente a la inclusión de movilidad eléctrica, teniendo esta un impacto muy positivo en la reducción de emisiones. Preocupa sin embargo que no haya una fuerte directriz para el desarrollo de los transportes masivos eléctricos como el metro de Bogotá, tranvías o trenes intermunicipales, así como tampoco se incluyen los trenes eléctricos de carga que son modos altamente eficientes y mucho menos contaminantes. Igualmente se debe agregar que la meta de entrada de vehículos eléctricos es muy modesta frente al crecimiento esperado del parque automotor con respecto al número total de vehículos existentes en la actualidad. Por último, no se incluyen estrategias específicas en movilidad no motorizada, motocicletas y bicicletas.

3.1.6 Sector industrial

En el sector industrial se identificaron medidas asociadas al consumo de los principales combustibles presentes en la industria como energía eléctrica, combustibles sólidos y gas natural. En energía eléctrica se dan medidas específicas para diferentes usos finales y en combustibles principalmente asociados a calor directo e indirecto, donde la mayoría de las medidas están enfocadas a la optimización de procesos, mejoras en los procesos de combustión, aislamiento térmico entre otras. El resumen de las medidas para el sector industrial se presenta a continuación.

Tabla 6. Medidas sector industrial

Sector	Estrategia	Medida	Ahorro neto de energía (TJ)	Emisiones netas evitadas de CO2 (kTon)
INDUSTRIAL	Energía eléctrica	Instalaciones eléctricas	2,440	263
		Refrigeración y aire acondicionado	751	317
		Fuerza motriz	23,213	2,502
		Iluminación	1,715	185
		Calor directo	1,712	186
		Calor indirecto	20	2
	Combustibles sólidos	Calor directo	26,902	2,593
		Calor indirecto	44,480	4,288
	Gas Natural	Calor directo	16,863	937
		Calor indirecto	13,764	764

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

3.1.7 Sector comercial público y servicios

Las principales medidas del sector comercial público y servicios están enfocadas en el consumo de electricidad, de igual forma algunas medidas están relacionadas con el uso eficiente de energía en edificaciones.

Tabla 7. Medidas sector terciario

Sector	Estrategia	Medida	Ahorro neto de energía (TJ)
COMERCIAL, PÚBLICO Y SERVICIOS	Energía eléctrica	El rediseño del sistema de iluminación, sustitución de luminarias, automatización e implementación de buenas prácticas.	3,090
		Implementación de sistemas de aire acondicionado eficientes energéticamente y libres de sustancias agotadoras de ozono, de bajo potencial de calentamiento global.	10,815
		Uso de motores eléctricos de eficiencia alta, Premium o Súper Premium.	2,317
		Mejoras en el diseño, la construcción y la adecuación arquitectónica de edificaciones	26,264

		Construcción o modernización de sistemas de alumbrado público, empleando luminarias de tecnología LED y sistemas de telegestión.	9,270
		Implementación de distritos térmicos.	309
		El mejoramiento de la eficiencia energética en acueductos.	3,862
		Implementación de sistemas modernos de medición.	8,497
		Mejoramiento de la eficiencia energética en entidades públicas por implementación de buenas prácticas, sustitución de equipos de uso final.	8,497
	Gas Natural	Adopción de un reglamento de instalaciones térmicas en edificaciones.	2,704
		Reducción del 5% de consumo de gas natural por aprovechamiento de calor residual en sistemas tipo chiller.	6,180
	Normativa	Implementación Sistema de Gestión de Energía.	5,407

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

3.1.8 Sector residencial

En el sector residencial, al igual que en el terciario, las medidas están enfocadas principalmente al consumo de energía eléctrica, con una gran relevancia de la refrigeración e iluminación, así como el consumo asociado al “stand by” de los electrodomésticos. Las medidas para el sector residencial se presentan a continuación.

Tabla 8. Medidas sector residencial

Sector	Estrategia	Medida	Ahorro neto de energía (TJ)
RESIDENCIAL	Energía eléctrica	Sustitución de equipos de refrigeración doméstica.	2,691
		Sustitución de bombillas incandescentes y LFC por LED	3,844
		Mejoramiento de eficiencia energética en edificaciones	5,766
		Sustitución de duchas eléctricas por Sistemas Solares Térmicos, SST	77
		Implementación de Sistemas Solares Fotovoltaicos, SFV	1,922
		Implementación de medidores inteligentes	22,295
		Reducción de consumo por Stand by	11,532
	Leña	Implementación de estufas mejoradas de leña y uso de GLP	8,072

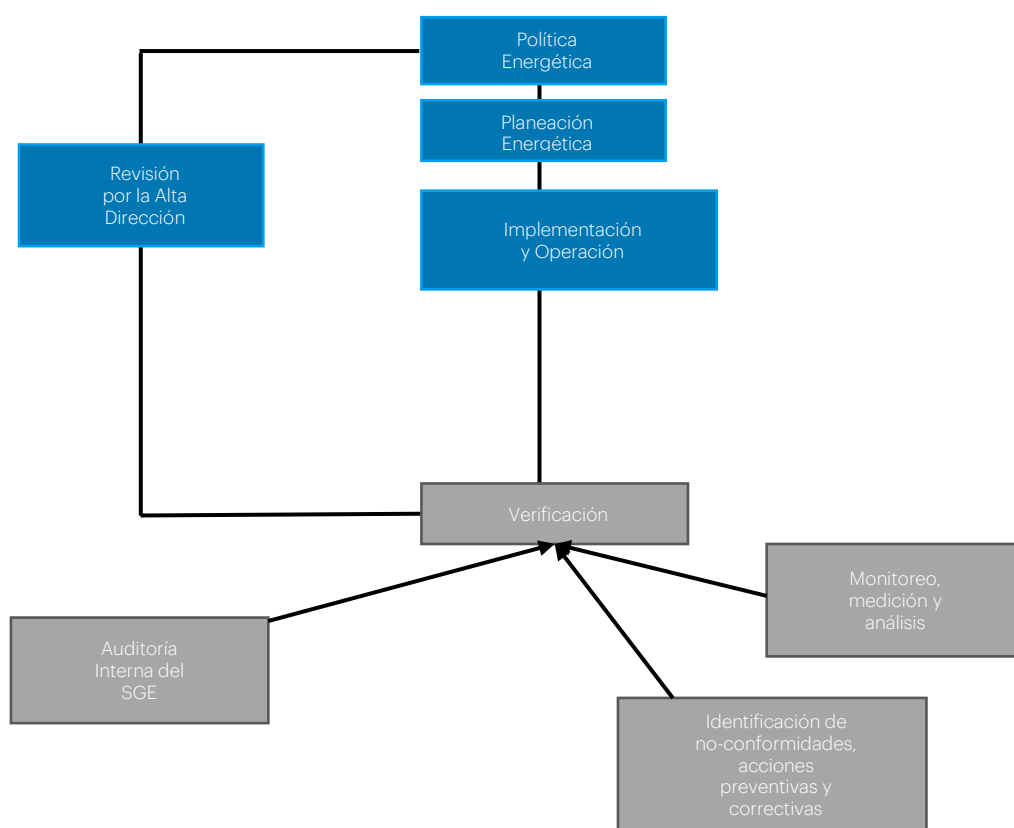
Fuente: (UPME-PAI, 2016)



PROURE 2010-2015 Vs PAI 2017-2022

En relación con la definición de subprogramas y metas del PROURE 2010-2015, se observa un avance notorio del PAI 2017-2022 en la concreción de medidas y metas para cada una de ellas, adicionalmente hay una mayor caracterización del consumo en cada uno de los sectores lo que permite tener medidas más direccionadas. Otro avance importante es la definición de metas en términos de energía TJ y la inclusión de más energéticos, ampliando las metas más allá de los ahorros en energía eléctrica. Por último, se resalta el importante esfuerzo reflejado en la ambición de algunas de las metas, sobre todo en transporte. Sin embargo, al igual que con el PROURE queda la incertidumbre frente a la obligatoriedad de su cumplimiento, dado su carácter indicativo y se espera tener más información frente al seguimiento de las mismas.

Ilustración 15. Ciclo ISO 50001



Fuente: (UPME-PAI, 2016)

3.2 Instrumentos e Incentivos

3.2.1 Incentivos tributarios y Eficiencia energética

El primer paquete de incentivos tributarios directamente aplicables a eficiencia energética fue planteado a partir de la ley 697 de 2001 y se introdujo en la reforma tributaria mediante la **Ley 788 de 2002**, que daba exención de renta para venta de energía eléctrica a partir de

viento, biomasa, residuos agrícolas realizada por empresas generadoras durante 15 años si se obtenían CERs y 50% de estos certificados eran invertidos en la comunidad. Igualmente eximía del pago de aranceles e IVA a toda maquinaria y equipo importado para ser usado en reducción de emisiones de carbono: Los **decretos 2532 de 2001** para IVA y **3172 de 2003** para renta especificaron que el equipo y maquinaria destinados a proyectos de reducción en el consumo de energía NO están exentos de IVA a menos que hagan parte de programas ambientales.

El Gobierno se tomó 9 años para armonizar las metas de reducción de consumo energético como metas ambientales, por lo que durante todos esos años los incentivos no fueron operativos para Eficiencia Energética, hasta la expedición de la **resolución 0186 de 2012** que adopta las metas del PROURE como metas ambientales, y por tanto se podrían presentar solicitudes de deducción de impuestos en las líneas de subprogramas seleccionados con vigencia hasta diciembre de 2016. El procedimiento para acceder a los incentivos fue reglamentado mediante la **resolución 0563 de 2016**. Allí se establece que antes de realizar la solicitud de beneficio ambiental para incentivo tributario ante el MADS, ésta se deberá presentar ante la UPME quien será la encargada de dar la certificación técnica y conformidad dentro de las líneas y subprogramas del PROURE incluidos para beneficios tributarios.

Los incentivos tributarios incluían la exclusión de IVA y la deducción de renta hasta un 20% del total de renta líquida del contribuyente. Este valor fue modificado por la Ley 1715 de 2014 y ampliado hasta un 50% de la renta líquida del contribuyente. Las líneas de acción fueron las siguientes:

- Motores
- Calor residual
- Transporte masivo
- Uso de tren
- Transporte limpio
- Medición de potencial de FNCER
- Proyectos demostrativos FNCER

Este paquete de incentivos estuvo vigente entre diciembre de 2012 y diciembre de 2016. En este periodo de 4 años se recibieron en la UPME 83 solicitudes de las cuales 43 tuvieron concepto favorable y de esas 24 obtuvieron certificado por parte de la ANLA para un total de inversiones de 871.887 MCOP, un IVA otorgado de 117.992 MCOP, y renta 79.469 MCOP.

Los principales reparos que tuvo este paquete de incentivos estuvieron relacionados con los tiempos de estudio y aprobación de las solicitudes. En algunos casos falta de claridad en los criterios y alcance de los proyectos, por ejemplo, frente al aprovechamiento de calor residual o proyectos demostrativos en FNCER; y en general las líneas de acción eran muy limitadas.

Estas consideraciones fueron tenidas en cuenta para el desarrollo del nuevo esquema de asignación de incentivos que entró en vigor en octubre de 2017 mediante la expedición de la **resolución 1988 de 2017** del MADS-MME-MHCP mediante la cual adopta las metas ambientales. Esta resolución adopta las metas indicativas de eficiencia energética como metas ambientales y determina que se admitan solicitudes ante la ANLA para optar por la exclusión de IVA en las siguientes medidas y acciones:

Tabla 9. Medidas y acciones adoptadas por la resolución 1988 de 2017

SECTOR	ACCIONES Y MEDIDAS
TRANSPORTE	Reconversión a gas natural vehicular GNV en transporte público de pasajeros
	Uso de electricidad en las categorías: flota sector oficial, taxis en las principales ciudades del país, motos y automóviles, transporte público de pasajeros en las principales ciudades del país.
INDUSTRIAL	Medidas de eficiencia energética en energía eléctrica (fuerza motriz, aire acondicionado, refrigeración, iluminación, calor directo e indirecto).
	Medidas de eficiencia energética en combustibles sólidos para calor directo e indirecto.
	Medidas de eficiencia energética en gas natural para calor directo e indirecto.
TERCIARIO (COMERCIAL, PUBLICO Y SERVICIOS)	Medidas de eficiencia energética en energía eléctrica (iluminación, aire acondicionado, motores eléctricos, mejoras de sistemas de alumbrado público).
	Mejora en el diseño, la construcción y la adecuación arquitectónica de edificaciones.
	Evaluación e implementación de distritos térmicos.
	Implementación de nuevos y modernos sistemas de medición.
	Implementación de SGE.
RESIDENCIAL	Medidas de eficiencia energética en energía eléctrica (iluminación).
	Mejoramiento de la eficiencia energética en edificaciones.
	Implementación de estufas mejoradas de leña.

Fuente: MADS

Las nuevas medidas y acciones que dan paso a la obtención de incentivos son mucho más amplias que las establecidas anteriormente, lo cual permitirá tener un abanico más grande de proyectos. Estas acciones han sido resultado de un análisis más detallado de la información que a su vez es de mejor calidad, así como de numerosos estudios de caracterización de diferentes sectores de consumo, lo que permitirá no solo tener mejores metas en ahorro de energía sino una mayor facilidad de implementación. En el caso del sector residencial valdría la pena la inclusión de refrigeración y no solo las estufas mejoradas de leña sino una mayor promoción del GP como combustible de cocción.

La **resolución 2000 de 2017** del MADS establece el procedimiento para presentar la solicitud de exención de IVA ante la ANLA, la cual debe tener el concepto emitido por la UPME en que se certifique en cual acción o medida se enmarca la solicitud, y en qué porcentaje contribuye a la meta. Cuando la solicitud sea en el sector transporte se debe incluir el ahorro de combustible frente a vehículos convencionales de similares características y si se trata de sistemas de transporte masivo señalar a que sistema o componente se vinculan los vehículos. Para solicitudes en aire acondicionado, refrigeración o distritos térmicos se deberá certificar que no contiene sustancias listadas en el anexo del Protocolo de Montreal. Para edificaciones se deberá anexar el trámite de una certificación nacional o internacional en construcción sostenible en la fase de diseño; en la implementación de Sistemas de Gestión Energética - SGE se debe incluir la certificación de ISO50001.

Por último, la resolución 585 de 2017 expedida por la UPME establece el procedimiento por el cual evaluará y emitirá concepto técnico sobre las solicitudes de exención de IVA para proyectos enmarcados en las medidas y acciones y que contribuyan a las metas del PAI 2017-

2022. La resolución en su artículo 2 define el alcance de cada una de las medidas y acciones objeto del beneficio. De igual forma se definen la información y mecanismos de presentación de la solicitud ante la UPME.



Nuevos incentivos tributarios

La reciente definición de los incentivos tributarios para eficiencia energética presenta mejoras considerables con respecto al proceso anterior. Por un lado, el tiempo de expedición es mucho más rápido, hay una mayor claridad en la clase de medidas objeto de beneficio, se ampliaron sustancialmente las líneas de acción y por ende el abanico de proyectos y beneficiarios de los incentivos. Aún es muy pronto para medir su eficacia, pero se espera que al igual que lo que está sucediendo con el registro de proyectos de FNCER, haya un reporte al menos bimensual de las soluciones presentadas y aprobadas, así como el impacto en las metas con el fin de poder hacer un seguimiento adecuado de la medida.

En esencia el procedimiento sigue igual al anterior, la UPME debe entregar un visto bueno técnico que el proyecto cumple con las metas de eficiencia en las líneas y acciones aprobadas para luego solicitar el certificado ambiental a la ANLA, y aunque se han reducido los tiempos de expedición de las dos certificaciones, el procedimiento sigue siendo complejo y demorado, en particular para proyectos de pequeña envergadura, además al ampliar las líneas de acción se podrían incluir por ejemplo proyectos de iluminación eficiente residencial, pero los tiempos costos y tramites hacen que la inversión en tiempo y recursos para acceder sea mayor que el beneficio obtenido.

3.2.2 Incentivos tributarios vehículos eléctricos

En abril de 2017 el Consejo Superior de Política Fiscal CONFIS aprobó la importación por 10 años de 46 mil vehículos eléctricos e híbridos sin arancel y con IVA de 5 % para el mejoramiento de la calidad del aire en el país, e igualmente como aporte al cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones dentro del acuerdo COP21.¹⁷

En particular en el tema arancelario, este incentivo puede ser interesante para lograr equilibrar la diferencia de precios entre vehículos convencionales y eléctricos. Sin embargo, de acuerdo con los impactos de la demanda vehicular estimados por el presente estudio, así como en proyecciones de la UPME, que hablan de la entrada de 400.000 vehículos, la suma de 46.000 parece muy reducido y con muy poco impacto. Vale pena cuestionar el hecho de que el CONFIS, por un lado, aprobó una reducción del IVA a 5% para un cupo de 46000 vehículos y por otro lado las políticas de incentivos en eficiencia energética aprobadas por el MME (sección 3.3.1) incluyen a los vehículos eléctricos como objeto de beneficio de exclusión total de IVA sin ningún cupo. Esto indicaría desarticulación entre las medidas y definitivamente entre los escenarios de aplicación de las mismas.

¹⁷ http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/ShowProperty?nodeId=%2FOCS%2FP_MHCP_WCC-065093%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

3.2.3 Incentivos a la autogeneración a pequeña escala con FNCER y respuesta de la demanda

Aún se encuentra a nivel de comentarios la propuesta de resolución CREG 121/2017 que reglamentaría la entrega de excedentes para autogeneradores de pequeña escala. En esta resolución se crea una nueva categoría de plantas menores de 0,1 MW adicional a la ya definida por la UPME de plantas menores de 1 MW, lo cual puede actuar más como una barrera que como un incentivo, por ampliar el tamaño de plantas a las cuales se les exigen mayores requisitos y trámites. Además, la remuneración establecida para aquellos autogeneradores entre 0,1 MW – 1 MW es poco favorable en términos económicos y muy exigente en requerimientos técnicos. Teniendo en cuenta la escala de los proyectos, la reglamentación sería más adecuada para grandes proyectos de generación que para pequeños proyectos con tecnologías renovables no convencionales. Pasados ya casi cuatro años de la expedición de la ley 1715, la reglamentación para autogeneración a pequeña escala con FNCER es aún una tarea pendiente y se esperaría que la regulación definitiva no se vaya a convertir en una barrera para su penetración en el país.

Por otro lado, no se ha avanzado en los mecanismos de participación de la demanda ni en la tarificación horaria. Se esperaría que con la reglamentación de la infraestructura avanzada de medición (AMI) se desarrolle este aspecto, que será particularmente importante para articular una penetración mayor de vehículos eléctricos. Los patrones de carga de dichos vehículos deberán estar influenciados por canastas tarifarias horarias, para incentivar un consumo eficiente de energía en periodos de valle de la curva de carga.

3.2.4 Desde lo local y otros instrumentos

Generalmente los incentivos tributarios o económicos son los que mayor impacto pueden tener. Sin embargo, muchas veces existe desarticulación entre las políticas nacionales y las políticas locales, que hace que estos incentivos no tengan efecto o que se encuentran con políticas o incentivos contrarios.

3.2.5 Transporte

Desde la eficiencia energética y adopción de las metas de ahorro de energía como metas ambientales, existe un claro impulso a la movilidad eléctrica mediante el otorgamiento de incentivos como la exención del IVA. Sin embargo, la adopción de las políticas de transporte a nivel urbano recae en las autoridades locales. Por ejemplo, en el caso de Bogotá la directriz de política está encaminada hacia la expansión de la flota de buses a partir de Diesel o GNV, pero no se plantean políticas de movilidad eléctrica para el transporte masivo, excepto para el Metro.

Otro ejemplo de desarticulación es la promoción de vehículos eléctricos por sus beneficios ambientales y energéticos, pero los consumidores deben pagar un costo de inversión mayor que por uno convencional. Además, durante la operación deben pagar impuestos locales asociados al valor del vehículo (es decir mucho más elevados), mientras que no reconocen los beneficios antes mencionados. Ello indicaría una contradicción entre un beneficio de menores impuestos por política nacional y un “castigo” en impuestos por políticas locales.

Adicionalmente el PAI propone las siguientes medidas e incentivos para el transporte, entre las que se encuentran las tributarias ya adoptadas, pero también la articulación de medidas locales como por ejemplo la aplicación de cargos por congestión o zonas de tránsito cero emisiones, u otras como impuesto a combustibles líquidos.

Tabla 10. Incentivos propuestos por el PAI para transporte

Categoría	Medida	Incentivo
Sustitución de combustibles	Adquisición y uso público o privado de vehículos de tecnologías limpias (híbrida, 100% eléctrica-incluida la batería, dedicada a gas natural o de hidrógeno).	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) y arancelarios (exención de arancel).
	Instalación y uso de estaciones de recarga (lenta y rápida, pública o domiciliara) para vehículos eléctricos e híbridos.	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) y arancelarios (exención de arancel).
	Recarga de vehículos 100% eléctricos e híbridos enchufables.	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) y arancelarios (exención de arancel).
	Masificación de combustibles más limpios (gas natural) en reemplazo de gasolina y diésel oil.	Impuestos a los combustibles líquidos.
Eficiencia en la infraestructura del sistema	Cambio modal de transporte privado por transporte público de personas	Cargos por congestión.
		Cargos diferenciales en las matrículas.
		Instalación de peajes.
		Cargos por contaminación.
		Zonas urbanas de baja o cero emisiones.
	Cambio modal de reemplazo de automóviles por bicicletas	Cargos por congestión.
		Cargos diferenciales en las matrículas.
		Instalación de peajes.
		Zonas urbanas de baja o cero emisiones.
	Cambio modal de reemplazo de automóviles por caminatas	Cargos por congestión.
		Cargos diferenciales en las matrículas.
		Instalación de peajes.
		Zonas urbanas de baja o cero emisiones.
Reemplazo de flota	Medida de adquisición y reemplazo de la flota de carga: desintegración de camiones.	Reducción en impuestos por recambio de unidades (desintegración) e impulso en la financiación de nuevos camiones.

Tecnología	Vehículos mejorados y sistemas de información a bordo de alta tecnología.	Implementación de estándares de eficiencia en los vehículos y etiquetado.
-------------------	---	---

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

3.2.6 Eficiencia energética en electricidad y autogeneración

En los temas relacionados con eficiencia energética en consumo de electricidad, si bien por obligación los OR han tenido que hacer campañas de ahorro y eficiencia, en la medida que sus ingresos se deben a los kWh consumidos, en realidad no existe mucho interés por que sus usuarios bajen sus consumos, lo cual dificulta la puesta en práctica de las políticas nacionales sobre la materia. Adicionalmente si el ingreso sigue dependiendo de la demanda, no habrá interés en incentivar ni la eficiencia energética ni la autogeneración por parte de los usuarios.

De igual forma el subsidio otorgado a los consumos de energía eléctrica en estratos 1, 2 y 3 irían en contravía de la eficiencia energética, y por ende debería articularse con políticas de sustitución de electrodomésticos en estos estratos. Por ejemplo, para neveras e iluminación (como lo establece el decreto que se encuentra en estudio para reducción de IVA del 19% al 5 % para neveras etiqueta A o B de menos de 1 millón de pesos contra entrega de la nevera usada), con el fin de tener un consumo más eficiente y de esta manera reducir el monto subsidiado, sin que haya un impacto en las finanzas de los hogares de estos estratos que percibirían los mismos servicios (refrigeración e iluminación) pero con un menor consumo energético. Si este decreto se aprueba, se debería hacer una revisión a la baja del consumo de subsistencia, lo cual reduciría el valor de los subsidios que debe girar la nación a las empresas eléctricas.

3.3 Análisis del progreso del PROURE 2010-2015 y del PAI 2017-2022

Uno de los principales avances que condujo a la construcción del PROURE fue el establecimiento de un marco normativo en eficiencia energética. Si bien tomó casi una década para la adopción del PROURE, ya se contaba con la reglamentación, lo que hizo que la adopción del PAI 2017-2002 fuera mucho más expedita e igual sucedió con los incentivos y su reglamentación.

El PAI 2017-2022 presenta un balance de ejecución de las metas del PROURE 2010—2015, sin embargo, este es de carácter cualitativo y no cuantitativo, claramente la medición cuantitativa de los avances debe ser uno de los requisitos esenciales del seguimiento de esta política ya que sin medición y seguimiento difícilmente se pueden establecer metas realistas y ajustadas además la priorización de medidas se dificulta. La medición cuantitativa del avance de indicadores es una de las tareas pendientes, no solo en eficiencia energética sino en general en el sector. El balance resalta sobre todo el esfuerzo en levantamiento de información mediante estudios de caracterización, convenios interinstitucionales, y mejora del BECO entre otros, siendo este el primer paso para que a futuro se pueda hacer un seguimiento medible a la evolución de las metas.

Se resalta también la ISO 50001 como norma técnica colombiana y el desarrollo de proyectos demostrativos, lo que ha permitido el desarrollo de buenas prácticas en eficiencia en diferentes empresas. así como la formación de 245 gestores energéticos avanzados certificados, 199

líderes energéticos certificados, y 138 auditores internos de la norma NTC ISO 50001 certificados.

En el sector residencial se avanzó en la prohibición de bombillas incandescentes, en el proceso de sustituir alrededor de 32 millones de estas bombillas, y en programas de reconversión de neveras con la sustitución de 2 millones de neveras, (articulado con la NAMA de refrigeración), lo que corresponde a un cumplimiento de 2.16% de la meta de iluminación y 1.17% de la meta de refrigeración para el sector.

Respecto a los subprogramas transversales de incentivos, en el siguiente cuadro se muestran los resultados de solicitudes de incentivos presentado durante el periodo.

Tabla 11. Conceptos técnicos PROURE para incentivos tributarios

Conceptos técnicos favorables								
Línea de acción	Solicitudes recibidas	Conceptos favorables UPME	Certificados ANLA	Inversión (MCOP)	IVA otorgado (MCOP)	Renta otorgada (MCOP)	Aporte a la meta de energía (MCOP)	Emisiones evitadas (TONCO _{2e} /año)
Promover la sustitución de los motores actuales por motores de alta eficiencia	7	5	1	2,548.21	407.71	-	1.34%	9,809.45
Promover el aprovechamiento del calor residual generado en el proceso de combustión	24	6	3	136,253.6	3,136.62	-	63.14%	192,166.42
Promover la utilización de vehículos eléctricos e híbridos en los sistemas de transporte masivo	6	3	3	216,475.6	34,636.09	-	10.37%	33,506
Masificar sistemas de transporte limpio	24	20	11	496,507.3	79,441.17	79,496.5	22.58%	72,932.23
Desarrollo de proyectos demostrativos en FNCER SIN.	14	1	1	1,350	216	-	0.00%	0.13%
Desarrollo de proyectos demostrativos en FNCER ZNI.	3	3	0	18,218.11	0	-	0.00%	0.00%
Caracterización o medición de potenciales de FNCER	5	5	5	534.99	85.33	-	N/A	N/A
Total	83	43	24	871,887.8	117,922.92	79,496.5		

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

Otro de los avances ha sido la movilización de recursos de cooperación internacional que ha contribuido al mejoramiento de la información y estructuración del nuevo PAI, con información de línea base más consistente. Estos proyectos de cooperación y sus montos se presentan a continuación.

Tabla 12. Recursos de cooperación para eficiencia energética

Gestión de Recursos para EE	Valor (MUS\$)		TOTAL (MUS\$)	PROYECTO
	EE	ER	EE+ER	
1. Recursos del CTF (Reembolsables)*				
1.1 Por ejecutar BID	32.26	10		EE en hoteles, clínicas y hospitales a través de Bancoldex (MUS\$10) /2014 - 2020
1.2 Ejecutado por IFC	6.74			
1. TOTAL RECURSOS CTF	39	10	49	
2. Recursos GET4 - Línea de CC (No Reembolsables)				
2.1 Ejecutado UPME (PNUD)	1			EE en Edificaciones / 2010 -2013
2.2 En ejecución UPME (PNUD)	2.5			Etiquetado de Equipos/octubre 2012 - 2017
2.3 Ejecutado UPME (BID)		1		Remoción Barreras ER/noviembre 2011 - 2014
2. TOTAL GET4- Línea de CC	3.5	1	4.5	
3. Otros Recursos (USAID - CCEP y IIC - BID - FOMIN)	1.5			Iniciativas de EE sector Industrial + Piloto SAI
3. TOTAL OTROS RECURSOS	1.5		1.5	
TOTAL RECURSOS GESTIONADOS	44	11	55	

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

También se logró el reglamento técnico de etiquetado y se ha venido trabajando en programas de formación con el SENA y con los colegios para la inclusión de temas de eficiencia energética en los currículos.

En relación con la adopción del PAI 2017-2002 aún no se ha cumplido un año de su expedición, pero en este tiempo se rescata como el mayor avance la adopción de las metas de eficiencia energética como metas ambientales y por lo tanto el inicio de operación de los incentivos tributarios. Con estos se podrá dar seguimiento al desarrollo de las medidas y acciones planteadas. De acuerdo con la información suministrada por la UPME a la fecha ya se habían recibido tres solicitudes de incentivos, dos de alumbrado público y una de transporte. Mediante comunicado de prensa del 8 de noviembre de 2017 la UPME informó que se había dado concepto favorable para exclusión de IVA a un proyecto de alumbrado público en la ciudad de Cúcuta para el reemplazo de más de 48,000 luminarias por LED, que

permitirá ahorrar 17.98 GWh/año¹⁸. Finalmente está por implementarse la presentación de balances energéticos mensuales para hacer seguimiento de las metas, así como la evaluación anual de las mismas.

Es importante destacar el avance logrado en normalización y etiquetado de equipos. La Resolución No. 4 1012 de septiembre de 2015 expedida por el Ministerio de Minas y Energía estableció el *“Reglamento Técnico de Etiquetado - RETIQ, con fines de Uso Racional de Energía aplicable a algunos equipos de uso final de energía eléctrica y gas combustible, para su comercialización y uso en Colombia”*.

Según el “Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022, una realidad y oportunidad para Colombia”, elaborado por la UPME en diciembre de 2016, *“... Tras la expedición de la Resolución 41012 de 2015 por parte del MME, mediante la cual entró en vigencia el Reglamento Técnico de Etiquetado – RETIQ que obliga el porte de la etiqueta energética en equipos de uso final como neveras, congeladores, calentadores de agua, lavadoras, motores, equipos de cocción a gas, aires acondicionados y balastos electromagnéticos, se concretó parte del esfuerzo del Gobierno por establecer un instrumento efectivo para promover tecnologías eficientes energéticamente”, y añade, “...Por la implementación del RETIQ se estima una reducción en el consumo de energía, y por ende, una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), calculada en 1,3 millones de toneladas de CO2 equivalente al año, cifra que corresponde a cerca del 2% del total de emisiones de emisiones del sector energía de acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones, (Ingei)”*.

Adicionalmente, la UPME en 2017 contrató la elaboración de normalización y etiquetado para otros equipos del sector terciario, industrial y residencial. Como parte de este estudio se identificarán los equipos que sean más costo efectivo para el cumplimiento de las metas de uso racional de energía fijadas en el PROURE.

3.4 Otras iniciativas

Además de las leyes decretos y regulaciones anteriormente presentadas el país ha desarrollado y adoptando lineamientos de desarrollo bajo en carbono, y suscrito compromisos internacionales como los objetos de desarrollo sostenible y energía sostenible para todos e iniciativas de adaptación y mitigación como las NAMA (acciones nacionalmente apropiadas de mitigación por sus siglas en inglés) que tiene una relación con las políticas y acciones desde la demanda de energía

3.4.1 ECDB

La estrategia colombiana de desarrollo baja en carbono cuenta con 5 componentes (MADS-Cambio Climático):

1. Escenarios identificar y formular alternativas sectoriales de desarrollo bajo en carbono, mediante la identificación de • Escenarios inerciales y de mitigación a nivel sectorial a largo plazo, identificación de medidas y potenciales de mitigación, curvas de costos de

¹⁸ <http://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado%20UPME%2013-%202017-%20IEE.pdf>

- abatimiento, calculadora de Carbono 2050, escenarios para la contribución prevista y determinada a nivel nacional (iNDC) y análisis de costo beneficios de las medidas
2. Planeación que busca introducir la variable de desarrollo bajo en carbono en la planeación sectorial a partir de las medidas identificadas mediante 8 planes sectoriales de mitigación (PAS), compuestos de políticas, programas y medidas que contribuyen al desarrollo bajo en carbono y al crecimiento verde en Energía eléctrica, Transporte - Agropecuario Residuos y aguas residuales, Hidrocarburos-Minería, Industria Vivienda y desarrollo territorial y la formulación de un portafolio de NAMAs para Colombia
 3. Implementación y seguimiento que busca impulsar la implementación de los PAS y NAMAs; regionalizar la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono; y el monitoreo de avances buscando obtener Estrategias de implementación de los PAS (Art. 170, Ley 1753/2015 Plan Nacional de Desarrollo) un sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) de medidas en cambio climático, arreglos financieros e institucionales y la inclusión del cambio climático en la planificación regional y local
 4. Construcción de capacidades con el objetivo de Generar capacidades en actores nacionales y locales para abordar la mitigación del cambio climático y sus co-beneficios, promover el cambio climático en las instituciones como un tema transversal al desarrollo con el fin de lograr fortalecimiento de Ministerios para la formulación e implementación de los PAS, fortalecimiento de actores públicos y privados a nivel nacional y local para la implementación de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono y la creación de alianzas estratégicas con el sector de innovación e investigación
 5. Plataforma de comunicación y cooperación internacional con el objetivo de Socializar a través de diversos medios de comunicación los avances de la ECDBC así como consolidar una red de cooperantes internacionales

A partir de los escenarios para la contribución prevista y determinada a nivel nacional (iNDC) se establecieron las metas país en el acuerdo de París COP 21, en el que Colombia se comprometió a una reducción de emisiones no condicionada del 20% para 2030 y condicionada a cooperación internacional del 30% para el mismo año, a partir de estos compromisos la Comisión Intersectorial de Cambio Climático- SISCLIMA en sus rondas de trabajo ha venido identificando y priorizando las acciones sectoriales para la obtención de la meta país, en relación con acciones para la demanda de energía hay diferentes medidas y acciones sectoriales relacionadas como las siguientes.

- MADS: Sustitución a estufas eficientes, NAMA en refrigeración doméstica
- MME: Otras líneas estratégicas (eficiencia energética)
- MT: NAMA orientado a transporte, programa de renovación parque automotor de carga.
- MCIT: buenas prácticas en eficiencia energética

Vale la pena resaltar que dentro de las líneas de MME no están, al menos explícitamente, la eficiencia energética y en el sector transporte no está la línea de electro movilidad, siendo estas dos acciones de gran importancia.

3.4.1.1 NAMAs

Las Acciones Nacionalmente Apropriadas de Mitigación NAMA son iniciativas específicamente diseñadas en cada país que buscan ser medibles y verificables para contribuir a la reducción de emisiones de GEI, en el marco de la ECDBC desde 2011 se han venido desarrollando NAMAs sectoriales, de acuerdo con el MADS en el país hay actualmente 17 NAMAs en desarrollo, en

los sectores agropecuario, energía, transporte, desarrollo urbano, industria, residuos vivienda y forestal como se muestra en la siguiente tabla:

Ilustración 16. Listado de NAMAs en desarrollo (MADS-NAMA)

SECTOR	NOMBRE
AGROPECUARIO	Panela - Reconversión tecnológica y productiva del sector panelero
	Café de Colombia
	Ganadería Bovina
ENERGÍA	NAMA para el sector de Refrigeración doméstica en Colombia
	Alumbrado Público
	Eficiencia Energética en Hoteles
	Energización con Fuentes Renovables en Zonas No Interconectadas
	Gasodomésticos
TRANSPORTE/DESARROLLO URBANO	DOT - Desarrollo Orientado al Transporte
	Transporte de carga
	Transporte No Motorizado
INDUSTRIA	Metalmecánica
	Siderurgia
	Optimización logística y de transporte en industria
RESIDUOS	Gestión Integral de Residuos Sólidos
VIVIENDA	Hábitat Sostenible
FORESTAL	Forestal

Fuente: Elaboración Propia. MADS- NAMAs

Cada una de las NAMA se encuentra en diferente estado de desarrollo y cada una plantea aliados y acciones tendientes a la reducción de emisiones en los sectores específicos, en particular de las NAMA de sector de energía enfocadas a la demanda y eficiencia energética están las NAMA de refrigeración doméstica (programa de sustitución de refrigeradores domésticos), alumbrado público (cambio de luminarias por tecnologías eficientes y actualización de sistemas de control de encendido) y eficiencia energética en hoteles (cambio de sistemas de iluminación, instalación de generación solar fotovoltaica, instalación de chillers de alta eficiencia, sistemas embebidos de bombeo, optimización de sistemas de control y calentadores solares), y con acciones de eficiencia energética transversales las NAMA de café (eficiencia en procesos de secado), panela (eficiencia energética en las hornillas y proceso de combustión y uso eficiente de la biomasa residual), transporte de carga, desarrollo orientado al transporte, metalmecánica (adopción de acciones de mitigación orientadas a la disminución del consumo energético), siderurgia (adopción de acciones de mitigación orientadas a la disminución del consumo energético) y hábitat sostenible (Concientización de los usuarios en los hábitos de consumo eficiente de agua y energía).

3.4.2 Propuestas del estudio: “Política de eficiencia energética para Colombia”

El Ministerio de Minas y Energía en el año 2015 realizó a través de la firma de Consultoría E&Y un estudio para definir Políticas de uso eficiente de energía. El estudio concluye que: “i) los

mayores usos de energía se concentran en el sector transporte, sector en el cual al Ministerio de Minas y Energía tiene poca injerencia; ii) ... Los usuarios industriales con altos consumos como los cementeros han alcanzado ya altos niveles de eficiencia y otras industrias no cuentan con procesos comunes que permitan plantear políticas masivas, como la renovación de equipos y requieren una mirada detallada para detectar los mayores potenciales de ahorro y iii) el sector residencial ha llevado a cabo una disminución del consumo de energía eléctrica por sustitución de gas natural, ha alcanzado un nivel de renovación de equipos que comienza a estancarse por los cambios del precio de productos importados, no cuenta con mayores incentivos a realizar ahorros por contar con tarifas subsidiadas y por no tener capacidad de inversión para realizar renovación de equipos.”

Las propuestas planteadas en el estudio, en forma sintética se pueden plantear de la siguiente manera:

Para el sector transporte:

- Chatarrización de camiones
- Nueva flota de buses eléctricos en Bogotá
- Reemplazar viajes en auto por viajes en bicicleta en Bogotá
- Implementar un día de teletrabajo
- Compartir el carro en las AM en Bogotá, Cali, Barranquilla, Valle de Aburrá
- Incorporación de sistemas de telemetría para gestión de flotas.
- Nueva flota de taxis eléctricos en Bogotá.
- Nueva flota de taxis eléctricos en Cali.
- Nueva flota de buses eléctricos en Cali.
- Nueva flota de camiones híbridos.
- Eliminar el subsidio de la gasolina y el diésel.

Para el sector residencial:

- Cambio de bombillas incandescentes y bombillas LFC a bombillas LED en los estratos 1 y 2.
- Cambios de neveras tipo E, F y G y cambio de estufas eléctricas por estufas de inducción en estratos 1 y 2.
- Reducción del consumo de subsistencia
- Bloques tarifarios

Sector terciario:

- Cambio de bombillas y equipos de climatización de espacios del subsector comercial.
- Cambio de bombillas y equipos de climatización de espacios del subsector público.
- Sustitución de motores y equipos de refrigeración en el subsector comercial.
- Cambio de equipos de refrigeración en el subsector público

Sector Industrial:

En el sector industrial las medidas propuestas se refieren a mejores prácticas y cambios de equipos de calor, de refrigeración, de fuerza motriz de climatización, etc.

Después de hacer una evaluación económica de las medidas, E&Y propone para el corto plazo ejecutar aquellas de mejor impacto (VPN), las cuales son: medidas de buenas prácticas en

transporte, flota de buses eléctricos en Bogotá, chatarrización de camiones, cambio de bombillas en el sector residencial, cambio de equipos de climatización en el sector terciario y buenas prácticas en el sector industrial. Estas medidas permitirían fijar metas de ahorro para 2025 y el resto de medidas permitirían fijar las metas para 2030. Según los cálculos del consultor, para 2030 con estas medidas se podrían alcanzar ahorros potenciales de 9% sobre el BAU. Se propone el estudio una meta del 5% para 2020 y del 8% para 2030.

Adicional a las recomendaciones del estudio citado anteriormente, se considera necesario tomar medidas aún más profundas en el sector transporte, teniendo en cuenta los avances tecnológicos y la disminución de costos de los vehículos eléctricos en los últimos años, así como el avance en materia de políticas en este sector que han hecho otros países. También es necesario incluir algunas medidas en el subsector de transporte de carga, donde se da el mayor consumo de energía y en el cual no se plantean propuestas específicas.



A manera de conclusión

Es indudable que en materia de políticas de eficiencia energética, el país ha hecho un gran esfuerzo y ha avanzado en la concreción de medidas para incentivar su aplicación, tanto a través del PAI como de los decretos reglamentarios de la Ley 1715 que determinan los procedimientos para obtener beneficios tributarios y en la expedición de los reglamentos técnicos, especialmente el de etiquetado que da señales claras para que los consumidores tengan en cuenta el impacto de la eficiencia de los equipos que adquieren. Faltan algunos aspectos por reglamentar, en especial sobre la autogeneración a pequeña escala, la respuesta de la demanda, etiquetado de más equipos y de vehículos, verificación y monitoreo de la norma, la definición de una política más agresiva para la penetración de vehículos eléctricos, que de lejos sería la medida que más impactaría en términos de reducción de emisiones. Es importante tomar en cuenta las propuestas del estudio de E&Y para definir su implementación en el corto plazo y seguir una hoja de ruta de transformación que tenga en cuenta las nuevas tecnologías.

A row of red and white electric bicycles parked against a stone wall. The bicycles are equipped with large black baskets on the handlebars, digital displays, and rear fenders. The background is a textured stone wall, and the ground is paved with red bricks.

4. Análisis de nuevas tecnologías

4

El avance tecnológico es y seguirá siendo uno de los aspectos fundamentales en el desarrollo sostenible y se articula como un eje transversal para lograr avances significativos y reducción de brechas en el objetivo de lograr un crecimiento verde. Desde el lado de la demanda el veloz desarrollo de las telecomunicaciones (capacidad de procesamiento de información, análisis de la información y comunicación remota entre otras) así como el avance y mejora en nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos o los dispositivos de almacenamiento plantean un panorama en el que la participación de la demanda cada vez tendrá un rol más activo. Esta situación además de plantear retos de modernización en la infraestructura, cambios de esquemas en la configuración de las redes eléctricas, donde ya los flujos de energía no serán unidireccionales sino bidireccionales también deberá responder a nuevas demandas de sistemas de control, sistemas de información y ciberseguridad, entre otros.

A continuación, se presenta el análisis de 5 desarrollos tecnológicos que se espera jueguen un papel relevante en el horizonte 2030 y que definitivamente tendrán un impacto no solo en el rol de la demanda y los usuarios finales de energía, sino en todo el sistema energético contribuyendo en gran medida a la consecución de las metas propuestas tanto en COP21 como en los ODS y demás compromisos internacionales del país, así como en la modernización y crecimiento del sector energético nacional.

Es importante mencionar que estas tecnologías pueden estar relacionadas entre sí, por ejemplo una de las tecnologías mencionadas dentro de las redes inteligentes es fundamental para el desarrollo de la gestión de la demanda, o la implementación de distritos térmicos son iniciativas de gestión eficiente de la demanda, de esta forma los dos primeros numerales de este capítulo que son la redes inteligentes y la gestión de la demanda son más bien conceptos amplios que requieren de infraestructura tecnológica, regulación y políticas para su desarrollo, mientras que los distritos térmicos, el almacenamiento de la energía y los vehículos eléctricos son tecnologías puntuales que pueden hacer parte de los conceptos anteriormente mencionados y en general de una participación más activa y eficiente en la demanda de energía.

4.1 Smart Grids

Smart Grids o redes inteligentes no son una tecnología sino un concepto que involucra diversos aspectos y tecnologías. La migración de redes convencionales a redes inteligentes ha estado motivada por diferentes drivers, con una creciente participación de generación distribuida, una mayor integración de FNCER, una partición activa de la demanda, una mayor penetración de vehículos eléctricos, así como la obsolescencia y necesidad de reposición de los activos eléctricos junto con un veloz desarrollo de las tecnologías de comunicación e información TIC. Su desarrollo sin embargo no solo depende de la disponibilidad tecnológica sino de un marco regulatorio que posibilite su entrada, no solo en el sector energéticos si no también TIC, por ejemplo.

En Colombia los MME y MINTIC en una cooperación con el BID desarrollaron el estudio Smart Grids Colombia visión 2030 (BID-Smart Grids, 2016) en este se analizan las estrategias, estándares y regulaciones que se requieren en el país para poder desarrollar las SG de forma armónica con el mercado existente así como la identificación de la tecnologías más adecuadas para ser desarrolladas en el país. Se proponen cuatro paquetes tecnológicos con sus respectivas funcionalidades en el marco de Colombia aclarando que las integraciones de

todas estas tecnologías estarán basadas en la existencia de una infraestructura TIC fiable, segura y que garantice la interoperabilidad.

El concepto de redes inteligentes tiene varias definiciones por ejemplo el Electric Power Research Institute la define como *"Una red que incorpora las tecnologías de la información y las comunicaciones en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de la electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia"* (BID-Smart Grids, 2016, pág. 16)

4.1.1 Tecnologías y Funcionalidades

Las redes inteligentes pueden tener diferentes componentes y funcionalidades las cuales son facilitadas por cada tecnología dentro de la operación de la red. Las principales funcionalidades fueron identificadas en el Road Map 2030 (BID-Smart Grids, 2016) realizado por el BID para la UPME el MME y MINTIC, en función de las características propias del sistema eléctrico colombiano y a partir de esta caracterización se identificaron 4 paquetes tecnológicos cuyos impactos beneficiarían en mayor medida el sistema. De esta forma las principales oportunidades del desarrollo de las redes inteligentes en Colombia están relacionadas con la continuidad del suministro, pérdidas eléctricas, obsolescencia y reposición de redes y activos, disponibilidad de recursos como el sol en todo el territorio, nuevo marco regulatorio que promueve integración de FNCER y participación de la demanda

4.1.1.1 Infraestructura de medición avanzada - AMI

Todos los dispositivos encargados de la medición que informan del estado de la red, en las distintas actividades de la cadena, generación, transporte, consumo, tanto en subestaciones, transformadores o usuarios finales (a partir de contadores inteligentes), la principal funcionalidad es la captura y transmisión de la información a los diferentes agentes, incluido el usuario final. Lo anterior permite el control y límite de cargas y consumos de forma remota por parte del OR, la información en tiempo real al usuario final, la detección y alerta ante manipulación y fraude, la lectura y operación remota, la gestión activa de cargas, la medida de flujos bidireccionales y la tarificación horaria. Los principales beneficios de su implementación son la reducción de pérdidas no técnicas, la reducción de los costos de comercialización y el aplanamiento y gestión de la curva de demanda.

4.1.1.2 Automatización de la red de distribución - ADA

La automatización de algunos de los elementos de la red permite su control automático o remoto, el grado de automatización generalmente es progresivo siendo el primer elemento el reconector y el segundo elemento los seccionadores de los transformadores. Adicionalmente se incluyen dispositivos de detección de falla, a nivel más avanzado se incluye la automatización de las subestaciones. Las principales funcionalidades de la automatización de la red son el "Self-healing" o auto recuperación, que corresponde a la total automatización del proceso incluida la detección de falla y reposición del suministro, localización automática de fallas, reconfiguración automática de la red. Gracias a las TIC y al AMI es posible tener información de la topología de la red y tener reconfiguraciones automáticas que minimicen pérdidas y sobrecargas y la gestión de activos. Los principales beneficios son mejoras en la continuidad del suministro y mayor eficiencia.

4.1.1.3 Recursos distribuidos DER

El desarrollo tecnológico reciente ha permitido contar con el aprovechamiento de recursos energéticos a pequeña escala y en cercanías a los centros de consumo, la instalación de estas fuentes implica la inyección de energía en baja tensión ya sea por generación a pequeña escala o por dispositivos de almacenamiento que al localizarse en la cercanía al consumidor producen una reducción en las pérdidas técnicas asociadas a las redes y una mejora en la regulación de tensión, además con los sistemas de control adecuados puede mejorar la continuidad del suministro y la calidad del servicio y posibilita la participación de los usuarios finales como prosumidores. Los principales beneficios son la reducción de pérdidas, aplanamiento de la curva de demanda, diversificación de las fuentes de generación y mejora de la calidad de la energía.

4.1.1.4 Vehículos eléctricos

La electrificación del transporte tanto masivo como particular es una tendencia cada vez más marcada en muchos países, esta nueva tecnología representa un desafío para la infraestructura eléctrica actual, tanto en su configuración como en su operación. Una integración adecuada responderá a la implementación de algunas de las tecnologías ya mencionadas como la medición inteligente y el control remoto de las cargas, así como la tarificación horaria para poder gestionar adecuadamente una carga nueva en el sistema. Una funcionalidad más avanzada corresponde a la inyección de energía por parte del almacenamiento de las baterías de los vehículos conocida como V2G (Vehicle to grid).

A continuación, se presenta un resumen de las principales tecnologías y sus funcionalidades:

Ilustración 17. Funcionalidades y tecnologías de las redes inteligentes

Infraestructura de medición avanzada - AMI	• Lectura y operación remota • Limitación de potencia de forma remota • Detección de fraude • Información al usuario • Tarificación horaria • Medida de generación distribuida • Gestión activa de cargas
Automatización de la red de distribución - ADA	• Telecontrol • Localización de fallas • Self-healing (auto-recuperación) • Reconfiguración automática • Gestión de activos
Recursos distribuidos - DER	• Integración de recursos renovables • Generación por parte de los consumidores • Reducción de pérdidas • Mejora de la calidad • Almacenamiento
Vehículos eléctricos - VE	• Vehículos conectados a la red • Almacenamiento • Gestión de la curva de carga • V2G

Fuente: (BID-Smart Grids, 2016)

Adicionalmente se requiere una arquitectura robusta de telecomunicaciones que deberá tener los componentes necesarios para el funcionamiento seguridad y calidad de las funcionalidades de SG, una esquematización de esta arquitectura por capas se muestra a continuación.

Tabla 13. Arquitectura multicapa de SG

Aplicaciones de contadores y redes inteligentes						Aplicaciones de cliente		Capa de Aplicación
Autenticación, control de acceso, integridad de los datos, encriptación y privacidad								Capa de Seguridad
Telefonía Móvil, WiMax, FO			PLC, DSL, Cable coaxial, Mallas RF			PLC, ZigBee, Wifi, 2-Wave		Capa de Comunicaciones
WAN			NAN/FAN			HAN/BAN/IAN		
PMUs	Bancos Capacitivos	Seccionadores	Switches	Sensores	Transformadores	Medidores	Almacenamiento	Capa de Control
Transmisión y Generación			Distribución			Clientes		Capa de Energía

Fuente: (BID-Smart Grids, 2016)¹⁹

4.1.2 Fases de desarrollo

El objetivo del estudio desarrollado por el BID consistió en determinar una hoja de ruta con horizonte 2030 para el desarrollo de las redes inteligentes en Colombia, para este determino tres fases de implementación así **Fase I 2016-2020**, **Fase II 2020-2025** y **Fase III 2026-2030** para cada una de estas se determinan unas metas e indicadores de penetración de las diferentes tecnologías, así como unas funcionalidades que se irán dando en cada una de estas fases. El resumen se muestra a continuación:

¹⁹HAN: Home Area Network
 BAN: Building Area Network
 IAN: Industrial Area Network
 NAN: Neighborhood Area Network
 FAN: Field Area Network
 WAN: Wide Area Network

Ilustración 18. Penetración de tecnologías de redes inteligentes por fase

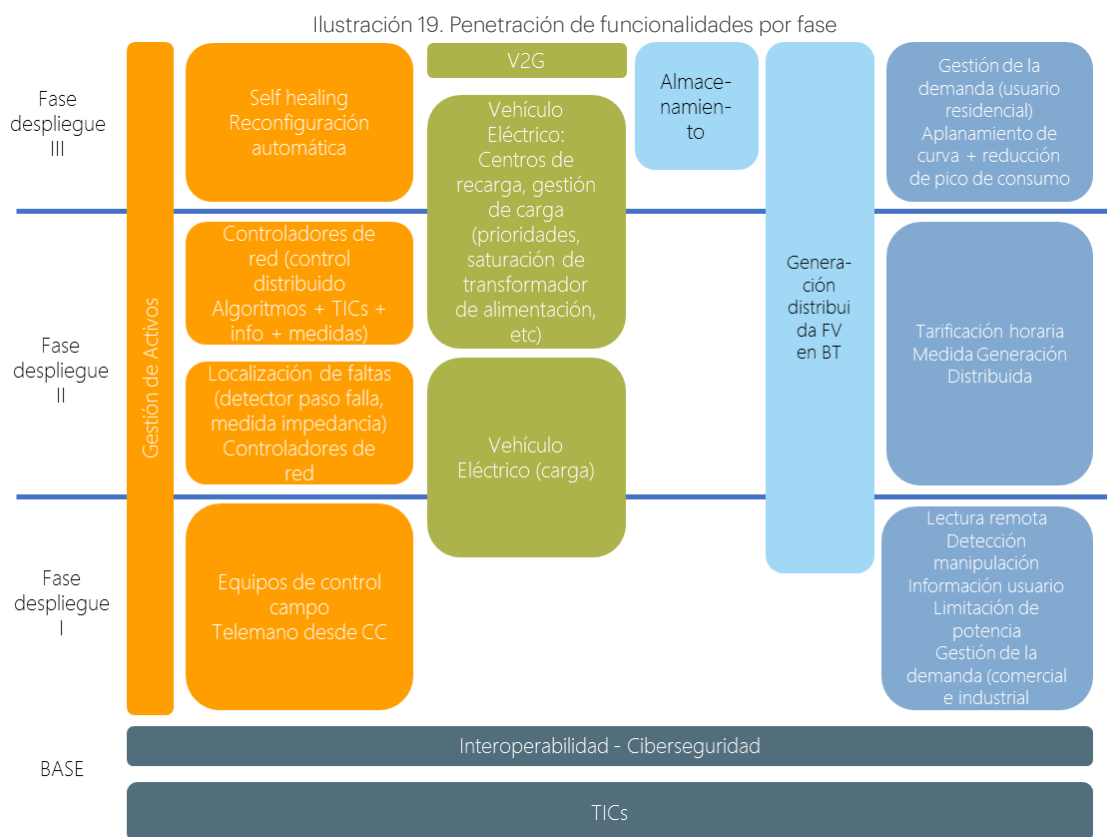
	ADA (No. Interruptores telecontrolados por circuito)	VE (% respecto al No. Total de vehículos)	DER (% del total de potencia instalada) (MW instalados)		DER (Almacenamiento) (% del total de potencia instalada)	AMI (% respecto a la energía total consumida)
FASE I	2.7-3.3	1.0-1.2	0.1-0.2	20-60	0	58.0-70.9
FASE II	4.2-5.7	2.9-3.9	0.4-0.5	90-120	0	65.2-88.3
FASE III	Self-Healing	9.3-14.0	1.0-2.5	240-600	0.1-0.3	73.00-100.0

Fuente: (BID-Smart Grids, 2016)

En la Ilustración 18 se puede observar que, con relación a la medición inteligente para el 2030 se espera que el 100% de los usuarios tengan esta tecnología, en automatización de la red, en 2030 se deberá llegar a la funcionalidad de self-healing mientras en las fases precedentes se debe ir avanzado en la instalación de interruptores tele-controlados por circuito. En cuanto a los recursos distribuidos se identifica que esta penetración será en generación solar fotovoltaica y que para 2030 se espera que alcance entre el 1-2.5% de la potencia instalada del país lo que corresponde a una capacidad entre 240-600 MW. Por el lado de almacenamiento de energía se espera que empiece su penetración en la última fase para 2026 para llegar a una capacidad instalada entre 0,1-0,3 %. Por último, en relación con los vehículos eléctricos se proyecta que para el 2030 entre el 9.3 y 14% de la flota sea eléctrica, sin que se especifique si el enfoque será en transporte público o particular.

En cuanto al ingreso de las funcionalidades en cada una de las fases la Ilustración 19 muestra cómo se proyecta. Allí se puede observar que como base transversal se requiere la infraestructura TIC que posibilite la interoperabilidad y ciberseguridad. Posteriormente, en la fase I entrarían los equipos de AMI que permitan lectura remota, detección de fraude, información al usuario, limitación de potencia y gestión de la demanda (comercial e industrial), en relación a la funcionalidad de automatización de las redes de distribución ADA entraría el control con telemando desde los centros de control.

En la fase II en AMI entra la tarificación horaria y la medición bidireccional para generación distribuida, en ADA la localización de fallas, y los controladores de red, entra el vehículo eléctrico y la generación distribuida fotovoltaica en BT. Finalmente entra el “self-healing”, los vehículos eléctricos, centros de recarga y gestión de carga, el almacenamiento y la gestión de demanda para el usuario residencial.



Fuente: (BID-Smart Grids, 2016)

4.1.3 Barreras para la Smart Grids

Las barreras que puede tener la penetración de las tecnologías de redes inteligentes son principalmente institucionales, regulatorias, de mercado o económicas. A continuación, se describen las principales barreras para cada una de las tecnologías.

4.1.3.1 Institucionales

Se requiere articulación entre sectores, por ejemplo, para el desarrollo de redes inteligentes se requiere la articulación entre los Ministerios de TIC y Minas y Energía y para el desarrollo de movilidad eléctrica se requiere la articulación entre los Ministerios de Transporte, Energía y Ambiente.

4.1.3.2 Económicas

La infraestructura de TIC debe ser asumida por el OR, con relación a telecomunicaciones y gestión de la información, lo cual representa un costo importante de inversión. Adicionalmente la implementación del medidor inteligente representa un costo que aún no es claro quién debe asumir.

Los costos de la generación distribuida y del almacenamiento pueden ser aún elevados, las tecnologías entrarán en el mercado en la medida en que sean más competitivas, sin embargo, es importante reconocer que no hay simetría en la escala de proyecto de generación distribuida frente a la gran escala y por lo tanto no debería haber simetría en la remuneración, se deben considerar otros beneficios como las reducciones de pérdidas, la calidad de la energía para ser tenidos en cuenta.

Con relación a los vehículos eléctricos, aunque su costo de inversión es más alto que los convencionales dados sus beneficios principalmente ambientales pueden tener incentivos, como los que ya hay en aranceles e impuestos, incentivos locales, como movilidad libre, accesos a parqueadero con tarifas reducidas, reducción de impuestos.

4.1.3.3 Regulatorias

Existen dificultades en regulación frente a la propiedad de la infraestructura especialmente de medición, quién hace las inversiones y cómo se remuneran. No hay regulación para la tarificación horaria que permita una gestión adecuada de la demanda.

No se ha terminado la regulación para la conexión de generación distribuida que se propuso como aquella menor a 100 kW, que parece ser demasiado baja, podría estar en el orden de 1 MW o 5 MW. Por otra parte, para los autogeneradores a pequeña escala, que también serían recursos distribuidos, no se ha terminado de reglamentar su conexión y remuneración de entrega de excedentes. La propuesta en comentarios beneficiaría a aquellos autogeneradores menores de 100 kW pero no a los que están en el rango de 100-1000kW, creando de esta forma una barrera adicional a la que la ley 1715/2014 trató de eliminar con la definición de autogeneración a pequeña escala como aquella menor a 1000kW (mediante resolución de la UPME). Igualmente falta la definición del contrato de respaldo para aquellos por encima de 100 kW.

Falta mayor desarrollo en los estándares de medida para la medición inteligente, los estándares para conexión de generación distribuida y los estándares para conexión y operación de vehículos eléctricos y dispositivos de almacenamiento.

La remuneración de la actividad de remuneración con riesgo a la demanda desincentiva medidas de eficiencia energética participación de la demanda, generación distribuida y almacenamiento en las redes de distribución, así como la remuneración de inversiones en modernización y TIC y los gastos AOM.

4.1.3.4 Tecnológicas e información

Todavía hay desconocimiento en algunas de las tecnologías propuestas, falta mayor difusión y capacitación. Por ejemplo, se requiere capacitación en la operación de los controles de automatización de la red y una migración de personal poco calificado que realiza la lectura manual a personal con gran capacidad de análisis de la información.

Falta la infraestructura adecuada en medición y en estaciones de recarga para articular las iniciativas tecnologías de redes inteligentes.

Garantizar los protocolos de operación y seguridad de la información, ciberseguridad, datos del consumidor entre otros. Así como la propiedad de la información.

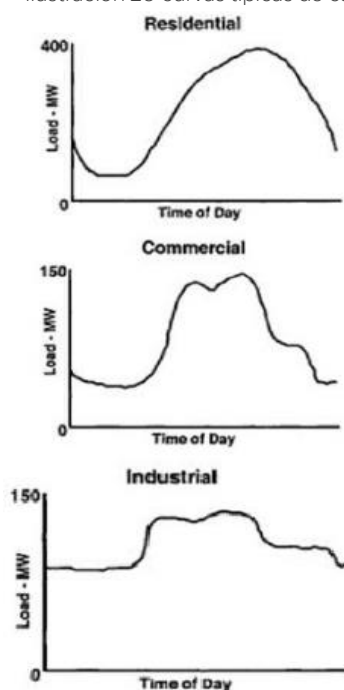
4.2 Gestión eficiente de la energía

La Ley 1715 de 2014 define la gestión eficiente de la energía como el conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda. Y la respuesta de la demanda –RD, como cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos. Si bien esta definición avanzó un poco más allá de la anterior con relación a únicamente el uso racional de la energía, existen en la actualidad diferentes iniciativas que están enteramente relacionadas con formas en los que la demanda puede responder, así como niveles de respuesta de la demanda.

4.2.1 Tipos de demanda

Para poder entender y focalizar las acciones de gestión de la demanda, en primer lugar, hay que conocer y caracterizar las curvas de demanda. Estas curvas muestran el comportamiento a nivel de cada usuario o agregadas por sector, por ejemplo, las curvas de consumo industrial, comercial y residencial que se muestran como ejemplo a continuación ilustran que cada sector presenta comportamiento de consumos diferentes, asociados a sus necesidades, tipos de actividades, patrones de consumo, equipos de consumo, entre otros. Sin embargo, la red y la capacidad instalada de un país deben estar preparada para el suministro de energía en el pico del consumo, así mismo durante todas las horas valle esta infraestructura este subutilizada.

Ilustración 20 curvas típicas de carga



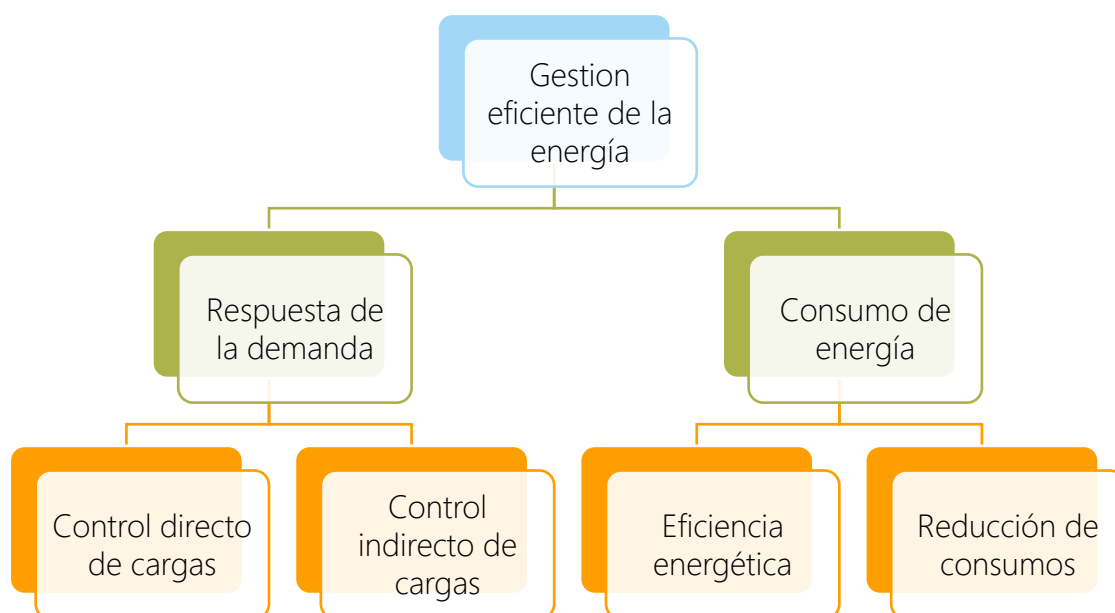
Fuente: (Tobón & Muñoz, 2013)

De esta forma, uno de los principios de la gestión de la demanda es reconocer esos patrones de consumo y de la misma forma valorar que la energía suministrada no tiene el mismo precio en todas las horas, de esta forma mediante diferentes incentivos y mecanismo inducir a hacer un consumo diferente modificando lo patrones de uso y por ende la curva de carga.

4.2.2 Medidas de gestión eficiente de la energía

Si bien no existe una sola definición de la gestión eficiente de la energía dentro de este concepto podrían agruparse las medidas relacionadas con el consumo de la energía y medidas relacionadas con la respuesta de la demanda. Cada una de éstas tendrá un impacto diferente sobre la curva de demanda y podrá obtenerse a partir de diferentes mecanismos y esquemas.

Ilustración 21. Diagrama de la gestión eficiente de la energía

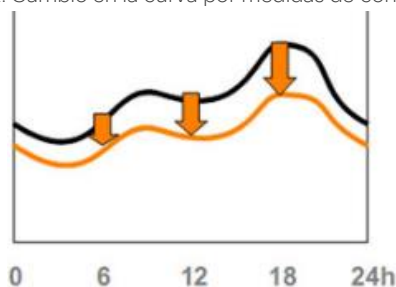


Fuente: Elaboración propia

4.2.2.1 Consumo de energía

Las medidas relacionadas con el consumo de energía están enfocadas a la eficiencia energética, con las que se busca obtener la misma utilidad, pero con menos insumo energético bien sea directamente mediante el ahorro de energía o mediante la optimización de equipos y procesos para un consumo más eficiente. Las medidas de consumo energético son las que más se han desarrollado en el país. Tanto la Ley 697/2001 como el desarrollo del PROURE 2010-2014 y del PAI 2017-2022 identifican una serie de sectores y medidas para hacer más eficiente el consumo de energía, así como difusión para hacer un uso racional de la energía. El principal objetivo es entonces un desplazamiento de la curva de carga reduciendo el consumo del área bajo la curva de esta como se muestra a continuación

Ilustración 22. Cambio en la curva por medidas de consumo de energía



Fuente: (Danish Energy Management & Esbensen, s.f.)

Las principales medidas para lograr este desplazamiento de la curva, son las siguientes:

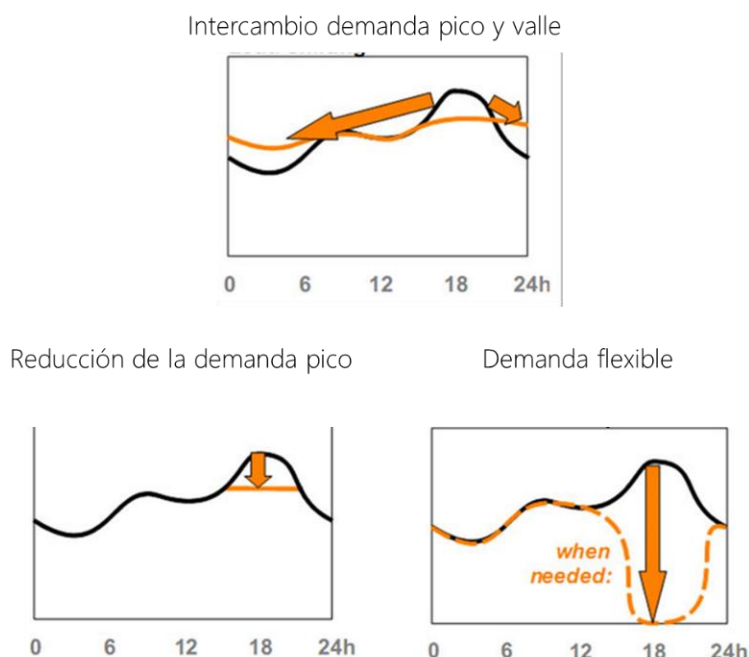
- Etiquetado de equipos de uso final
- Promoción y difusión de campañas de ahorro
- Reglamento técnico con prácticas de eficiencia energética
- Implementación de sistemas de gestión de la energía
- Subsidios o impuestos a tecnologías más eficientes o menos eficientes

4.2.2.2 Respuesta de la demanda

Las acciones que involucran una respuesta activa de la demanda son más complejas que aquellas relacionadas con el consumo de la energía y generalmente involucran cambios regulatorios de mercado: El objetivo en este caso no es sólo reducir la curva de carga sino efectivamente modificar los patrones de consumo, cambiando la forma de la curva. Existen diferentes mecanismos para lograr este cambio, incluyendo regulatorios y tarifarios y estos pueden ser directos e indirectos, como se explica más adelante.

En este caso, se busca cambiar por completo la forma de la curva de carga, dependiendo del objetivo o incluso de una situación en particular se puede buscar uno u otro cambio, de los que se muestran a continuación:

Ilustración 23. Cambio en la curva por medidas de respuesta de la demanda



4.2.2.2.1 Control indirecto vía tarifas

Mediante la diferenciación horaria de tarifas se busca inducir al consumidor a cambiar sus patrones de uso de la energía estas pueden ser de diferente tipo:

- Tarifas de periodo de utilización (time of use Tariff-TOU): Consiste en dividir el día en periodos con diferentes precios cada uno, que reflejen los costos medios durante estos bloques definidos. De tal forma que, dependiendo del consumo del usuario, este pague más o menos por el kWh, en función del periodo de consumo en el que se encuentre. Con esto se busca incentivar el consumo en periodo valle, debido a que la tarifa es más baja.
- Precios de momento crítico (Critical peak pricing-CPP): Un evento CPP es la predicción de una gran demanda durante un período de tiempo determinado, que conduce a que el precio de la energía sea muy elevado. Por tanto, esta iniciativa consiste en reducir el pico de consumo mediante una tarifa muy alta (2 ó 3 veces el precio de la electricidad en horas pico). Estos eventos se deben informar con anticipación (mínimo con un día) para que los usuarios tomen medidas para reducir su consumo durante ese periodo.
- Precio en tiempo real "Real Time Pricing": Este modelo se basa en la variación del precio de la energía eléctrica según las contingencias de la red y según el precio de casación en el mercado. Es más difícil predecir el comportamiento del precio de la energía, ya que no solo influye la casación del mercado, sino también las contingencias que puedan aparecer.

4.2.2.2.2 Control indirecto vía contratos o incentivos

A partir de acuerdos entre el usuario final y el comercializador se pueden llegar a reducción de consumos en determinados periodos del día, del mes o del año, que se reflejan en contratos. Estos programas están basados en incentivos monetarios, en donde los consumidores reciben pagos o tarifas preferenciales por reducir su consumo de energía cuando el operador del sistema se lo pide.

4.2.2.2.3 Control directo de cargas

Esta iniciativa consiste en que los operadores de red desconectan de forma remota ciertas cargas de los usuarios, que han sido previamente pactados entre el operador de red y el usuario. En donde este último recibe un incentivo económico al permitir la interrupción del suministro de energía de ciertas cargas. La frecuencia y cantidad de interrupciones deben ser pactadas con antelación. La implementación del control directo de cargas requiere de infraestructura tecnológica de medición y control para poder lograr la desconexión, así como unos acuerdos de información entre el OR y el usuario. Este esquema se asemeja al anillo de seguridad implementado en el cargo por confiabilidad y que se denominó demanda voluntaria desconectable, sin embargo, su alcance en este caso es muy limitado y puede ampliarse a mucho más usuarios.

4.2.2.2.4 Mercado de gestión de la demanda

Son los programas de “*Demand Side Bidding*”, en donde se establecen iniciativas de mercadeo que permiten que los consumidores participen ofertando reducciones de carga. Algunas veces, en este tipo de mercados el consumidor puede presentar ofertas de reducción de su consumo a un precio determinado, si la oferta es aceptada el consumidor ejecutará la reducción de consumo. De igual forma, aparecen los nuevos agentes que representan la demanda de forma agregada, o agregadores de la demanda, como un agente más en el mercado mayorista y cuya función es hacer oferta de “reducción de la demanda” como un producto similar a la generación de energía en determinados periodos del día.

4.2.3 Barreras para la Gestión Eficiente de la Energía

4.2.3.1 Institucionales

Si bien desde la Ley 1715/2014 se propuso la inclusión de la respuesta de la demanda, éste es el aspecto menos reglamentado de la Ley, lo que muestra una desarticulación entre la expedición de la política y su desarrollo reglamentario. De igual forma este aspecto no quedó plasmado de forma clara en el documento de política de eficiencia energética desarrollado por E&Y para el MME (UPME-Política EE, 2015), por lo que se evidencia una desarticulación institucional dentro del sector.

4.2.3.2 Económicas

Costos asociados al desarrollo de la infraestructura de medición y gestión de la información

4.2.3.3 Regulatorias

Falta la definición de todo el esquema regulatorio de tarifas horarias o paquetes de tarifas. Estas deberán responder al objetivo de tener efectivamente una demanda más participativa.

Está pendiente la definición de los mecanismos de participación de la demanda en el mercado eléctrico mayorista, ya sea mediante la figura de agregadores de demanda o de forma directa en un mercado con participación activa de los grandes consumidores. Si bien se espera que estos mecanismos sean desarrollados en un principio para grandes consumidores, el objetivo debería ser una participación activa de toda la demanda, así como un mercado de comercialización minorista, en el que cada usuario final pudiera escoger su comercializador y decidir participar de forma voluntaria en programas de ahorro, gestión remota de carga, tarifas horarias o paquetes de tarifas.

4.2.3.4 Tecnológicas e información

La infraestructura de medición inteligente es un requisito necesario para el desarrollo de cualquier iniciativa de respuesta de la demanda ya que es el mecanismo tanto para medición como para seguimiento de tarifas y compromisos de control de cargas o ahorros pactados.

Falta información en eficiencia y rendimientos de tecnologías, optimización de procesos, beneficio cuantitativo y cualitativo de cada una de las tecnologías. No hay suficiente información sobre programas o mercados existentes para la gestión de la demanda, costos asociados a la implantación de estos sistemas y esquemas.



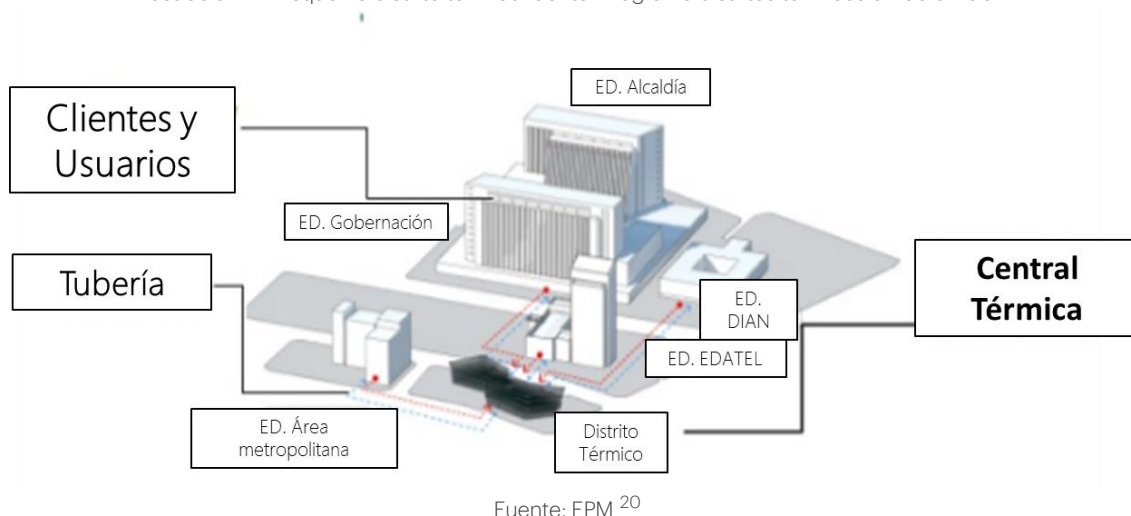
Las redes inteligentes y la gestión eficiente de la energía

Estos dos conceptos comprenden una serie de avances y mejoras tecnológicas, regulatorias y de mercado que buscan la optimización de la infraestructura, la participación de la demanda, el uso de recursos distribuidos entre otros, todos estos soportados en una infraestructura de telecomunicaciones e información que deberá articularse y ser suficiente para soportar los cambios tecnológicos de comunicación que demandaran las redes y mercados eléctricos del futuro

4.3 Distritos Térmicos

Los Distritos Térmicos son sistemas energéticos que proveen calor y frío a edificaciones individuales dentro de una localidad o distrito de desarrollo. El suministro de calor o frío se produce en una planta central y se distribuye al distrito mediante tuberías hasta los puntos de consumo de los usuarios finales en el marco de un servicio prestado por un tercero. (Caia Ing-MADS- EPM, 2017) El esquema de un distrito térmico se muestra a continuación en el que se cuenta con una central térmica para producción de agua caliente o fría (dependiendo de la necesidad térmica), sistemas de tuberías y unos usuarios finales. Estas tecnologías se han desarrollado ampliamente en países con altas necesidades térmicas de calefacción o enfriamiento para atender demanda residencial, comercial o industrial.

Ilustración 24. Esquema distrito térmico fuente: Programa distritos térmicos en Colombia



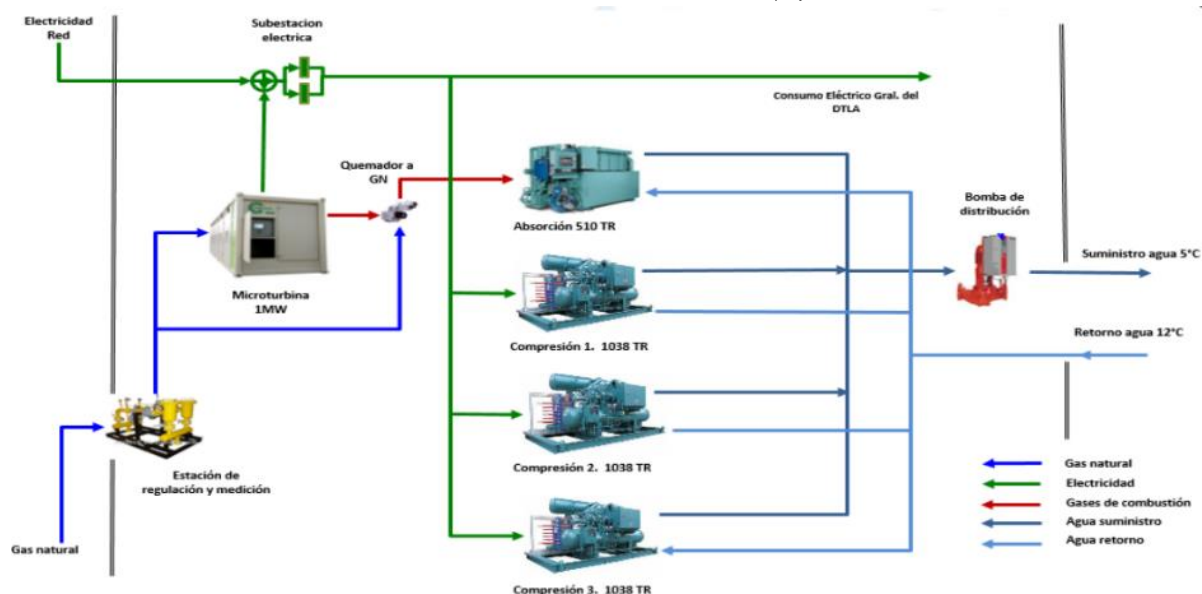
El desarrollo e interés por los distritos térmicos en el país está enmarcado dentro dos preocupaciones principales, por un lado, el cumplimiento de los acuerdos suscritos para la prevención y reducción para la producción de sustancias agotadoras de las capas de ozono (SAO) y por otro los recientes acuerdos suscritos para la reducción de emisiones de GEI y mejoramiento de la eficiencia energética dentro de los acuerdos de COP21, SEE4ALL y ODS. El desarrollo de distritos térmicos está incluido dentro de las medidas del PAI de eficiencia energética 2017-2022 dentro del sector terciario con un potencial de ahorro del 0.004% de energía a nivel país, dentro de este esquema podrá ser objeto de beneficios tributarios en el marco de la promoción de eficiencia energética.

En el marco de un acuerdo de cooperación internacional entre el MADS, la Agencia Presidencial de Cooperación (APC), Empresas Públicas de Medellín (EPM) y la Secretaría de Estado para Asuntos Económicos del gobierno suizo (SECO), se desarrolló la ejecución del Proyecto “Distritos Térmicos en Colombia”, que busca entre otros objetivos identificar barreras y desarrollar proyectos piloto en cinco ciudades del país (Medellín, Cali, Bucaramanga, Cartagena y Bogotá) así como entregar recomendaciones para el desarrollo de distritos térmicos en el país.

El primer piloto de distrito térmico en el marco de esta cooperación fue desarrollado en el centro administrativo La Alpujarra en Medellín, el sistema fue desarrollado y es operado por EPM y presta servicio a los edificios de la administración municipal. El esquema de este distrito se presenta a continuación. Este sistema cuenta con una alimentación de gas natural y electricidad para operación de la planta térmica, que cuenta con una micro turbina de 1 MW, un dispositivo de absorción y tres dispositivos de compresión. Además, se tiene un dispositivo de bombeo y distribución que envía, mediante tubería, agua a una temperatura de 5°C y recibe agua de retorno a 12°C. Este distrito térmico únicamente suministra enfriamiento.

²⁰ <https://es.slideshare.net/pmedinaccs/mario-naranjo-epm>

Ilustración 25. Distrito térmico la Alpujarra



Fuente: MADS²¹

4.3.1 Beneficios

Reducción o eliminación de SAO: muchas de las instalaciones que requieren suministro de enfriamiento de espacios fueron instaladas con anterioridad a la suscripción del Protocolo de Montreal, por lo que aún operan con SAO. Adicionalmente ya están llegando al final de su vida útil y su eficiencia no es la mejor, por lo tanto, al reemplazar por sistemas centralizados en un distrito térmico, estas unidades utilizan sustancias que no contribuyen al agotamiento de la capa de ozono. En el caso del piloto de La Alpujarra se eliminaron el 100% de las SAO.

Reducción de GEI: tanto por las sustancias refrigerantes como por el consumo de energía se puede lograr una reducción en la emisión de GEI. Adicionalmente, si bien el combustible más empleado en los distritos térmicos puede ser el gas natural, también es posible utilizar la energía solar, la geotermia o la biomasa, por lo que las reducciones de GEI son mayores. En el caso de La Alpujarra, la reducción de GEI fue del 30%.

Eficiencia energética un sistema centralizado con una unidad de energía térmica de mayor tamaño también es mucho más eficiente que las unidades pequeñas distribuidas por lo que se puede obtener ahorros de eficiencia energética entre el 25-30% comprado con unidades individuales.

Adicionalmente, hay beneficios por reducción de ruido al interior de las edificaciones, mejoras y optimización en costos de operación y mantenimientos, mejoras en los diseños arquitectónicos, tercerización de servicios, entre otras.

²¹http://www.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/Capa_ozono/3._Jueves_28_s_eptiembre_Salon_1_Tarde/3._Presentacion_Andrea_Marin.pdf

4.3.2 Barreras para los distritos térmicos

En el marco de la cooperación internacional se desarrolló un estudio de identificación de barreras para el desarrollo de distritos térmicos en Colombia (CAIA-MADS, 2016). A continuación, se presentan aquellas barreras que de acuerdo con el estudio citado tienen nivel de riesgo alto o muy alto y una relevancia alta o muy alta, para tener un riesgo final alto o muy alto. De igual forma este estudio analiza las barreras en el ámbito institucional, comercial financiero, normativo, y técnico, a continuación, se presentan estas barreras en las categorías identificadas por el presente estudio.

4.3.2.1 Institucionales

Si bien desde el Estado se ha expedido leyes y decretos que buscan promover la eficiencia energética, en la práctica el criterio que prima para las compras y adquisición de bienes y equipos en las entidades estatales es el costo de la inversión. El desarrollo de proyectos de eficiencia térmica, incluidos los distritos térmicos, requieren inversiones importantes en infraestructura y adecuación de edificaciones que difícilmente son aprobadas por los encargados de compras en las entidades.

Adicionalmente se identifica una falta de articulación interinstitucional para el desarrollo e implementación de una estrategia clara y definida de eficiencia energética, y no solo con las entidades a nivel nacional sino departamental y municipal.

4.3.2.2 Económicas

La financiación y acceso a crédito de estos proyectos generalmente se encuentran con barreras frente al desconocimiento por parte del sector financiero, así como esquemas tradicionales en los que se financia a una empresa más no un proyecto y mucho menos basado en ingresos que serán en función de los ahorros de energía, o emisiones.

Existe inexperiencia en la formulación de proyectos “bancarizables” de Eficiencia Energética, así como en esquemas de contratación que permitan garantizar el desempeño de los proyectos en función de los ahorros. De igual forma falta mayor practicidad y eficiencia en el acceso a los incentivos otorgados por el gobierno en cuento a procedimientos requisitos técnicos y tiempos de estudio y aprobación.

4.3.2.3 Regulatorias

Aún faltan lineamientos y normativa en eficiencia energética que impulsen desde la normativa de construcción de edificaciones, usos y acondicionamiento de espacios, sellos de construcción ambiental, normas y reglamentos que soporten el desarrollo de distritos térmicos.

En el país existe regulación para el mercado de energía eléctrica y combustibles, sin embargo, la energía térmica no es un energético que haya desarrollado un mercado propio, como en otros países que existe compra y venta de calor tanto para uso residencial como comercial e industrial a gran escala, por lo que en el país falta un mercado definido y reglamentado para la producción, suministro y consumo de energía térmica.

4.3.2.4 Tecnologías e información

No existe información acerca de la demanda de energía térmica y en muchos casos no hay mediciones ni caracterización para los consumos. Esta falta de información en el consumo y uso final de la energía dificulta la identificación de oportunidades para el desarrollo de distritos térmicos, así como su apropiado dimensionamiento de los sistemas.

4.4 Almacenamiento de energía

La cadena de suministro de energía, en particular de electricidad, tiene como principio que la demanda debe ser igual a la oferta en todo momento. Por eso, las redes centralizadas de la electricidad, ante la imposibilidad de gestionar la demanda, siempre han tenido fuentes que puedan responder ante estas variaciones, ya sea mediante almacenamiento en forma de energía potencial, como los embalses de las hidroeléctricas o en forma de combustibles como las centrales térmicas. Sin embargo, la mayor penetración de fuentes variables como el sol o el viento plantean nuevos retos, así como la posibilidad de una gestión activa de la demanda que finalmente permita una integración armónica de todas las tecnologías y recursos disponibles. En este sentido, las tecnologías del almacenamiento de energía están tomando cada vez más relevancia, teniendo como principales drivers la movilidad eléctrica, la mayor participación de FNCER intermitentes y la participación de la demanda.

Estas tecnologías no se identifican con una alta participación en el corto plazo, pero si en el mediano y largo plazo de la transición energética que atraviesa el planeta. El almacenamiento de electricidad se ve entonces en el mediano plazo como un servicio complementario dentro del mercado eléctrico ya existente, así como una tecnología en constante evolución que permitirá movilidad eléctrica cada vez más competitiva y mayor participación de fuentes variables renovables. En la medida en que estas tecnologías sean más competitivas también podrán competir con la expansión de redes de transmisión y contribuir a la reducción de restricciones en los sistemas de transporte de energía.

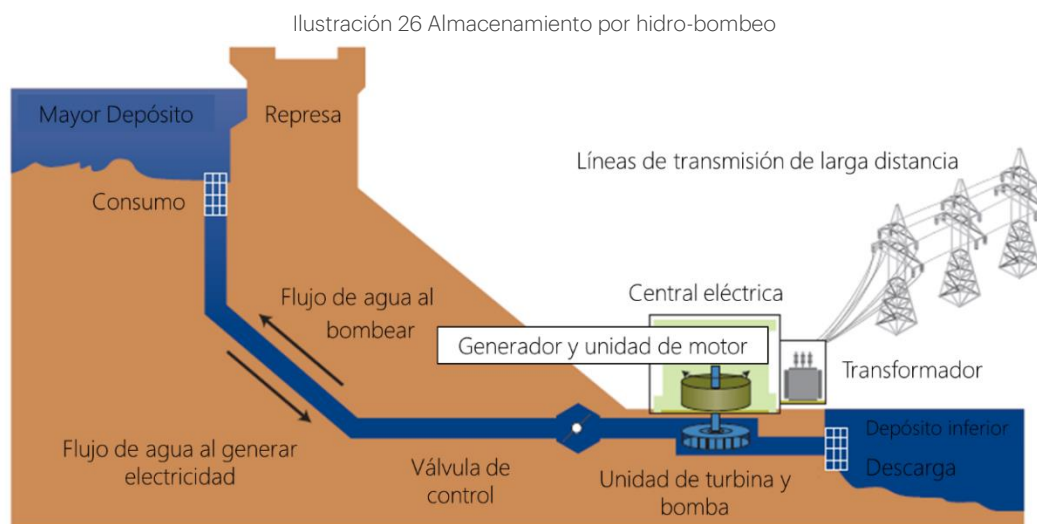
El almacenamiento estacionario de energía ha sido ampliamente usado en soluciones “off-grid” como alternativa a la costosa expansión de redes y últimamente en complemento con la reducción de costos de sistemas solares aislados. Recientemente las aplicaciones han aumentado su tamaño enfocándose sobre todo al suministro eléctrico en islas donde generalmente pueden competir con generación diesel a alto costo y en los últimos años se han empezado a integrar a sistemas eléctricos convencionales. De acuerdo con el reporte de IRENA en almacenamiento de energía (IRENA-Energy Storage, 2017) el 40% de los sistemas de pequeña escala de generación solar fotovoltaica han sido instalados con baterías en los últimos años y 7000 sistemas fueron instalados en 2016 en Australia integrados al sistema eléctrico,

Existen diferentes dispositivos de almacenamiento de electricidad, entre ellos los más relevantes en la actualidad son almacenamiento por hidro-bombeo, almacenamiento electroquímico, almacenamiento electromecánico y almacenamiento térmico.

4.4.1 Almacenamiento por hidro-bombeo

Consiste en el almacenamiento de energía potencial gravitacional, mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior a un embalse superior. Cuando la demanda de energía es baja, se bombea agua a un depósito superior donde es almacenada, cuando la demanda de

electricidad es alta, el agua turbinada en una central hidroeléctrica hacia un depósito inferior. Es el sistema más empleado para almacenamiento a gran escala, su configuración se muestra en la Ilustración 26. No se considera una tecnología novedosa, ya que se ha desarrollado desde 1890, sin embargo, una mayor penetración de fuentes renovables variables ha aumentado su desarrollo, con más de 150 GW instalados al final de 2016.



Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

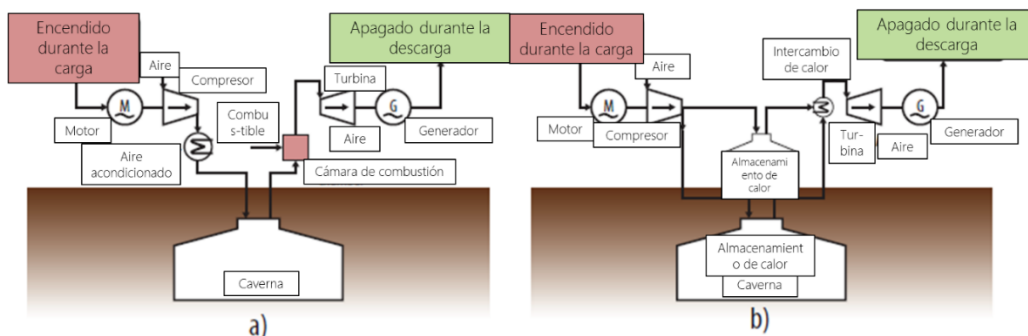
La capacidad de almacenamiento es proporcional al tamaño del embalse superior y a la altura de descarga, con el fin de reducir los costos en la construcción se pueden emplear depósitos naturales como lagos para el embalse inferior. Normalmente tiene eficiencias entre 70-84 % y una vida útil entre 40-60 años incluyendo remodelación y mantenimientos, estos sistemas se adaptan especialmente a generación variable de la energía solar o eólica, almacenando energía cuando hay exceso de recurso y generando cuando hay exceso de demanda.

4.4.2 Almacenamiento electromecánico

Las principales tecnologías de almacenamiento electromecánico son los sistemas de Aire Comprimado CAES (Compressed air storage) y los volantes de inercia (flywheel).

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido CAES almacenan energía en forma de potencial elástico mediante la compresión y almacenamiento de aire en grandes depósitos como cuevas o minas, generalmente se buscan depósitos preexistentes para reducir los costos. El principio de operación del sistema CAES es similar al de una turbina de gas convencional con procesos de compresión y expansión desacoplados. En el proceso de expansión de aire generalmente se necesita un combustible suplementario para su calentamiento y mayor eficiencia en la turbina sistema diabático (a), también es posible almacenar el calor producido durante la compresión para ser utilizado en el proceso, sistema adiabático (b) en la Ilustración 27 se presenta un diagrama de este tipo de sistema

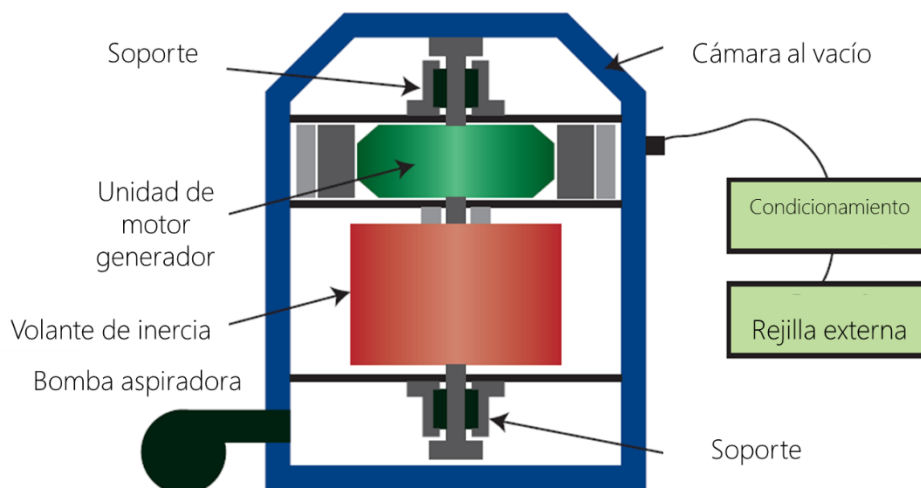
Ilustración 27. Diagrama de un sistema de almacenamiento por aire comprimido (a) diabático (b) adiabático



Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

Los volantes de inercia o flywheel almacenan energía en forma de energía cinética rotacional mediante la aceleración y frenado de una masa rotacional. Este sistema se compone de una masa rotacional acoplada a un eje que está conectado a un dispositivo eléctrico reversible (motor generador) la cantidad de energía almacenada depende principalmente del momento de inercia de la masa es decir de su peso de la velocidad de rotación, el esquema de un volante de inercia se presenta en la siguiente ilustración

Ilustración 28. Diagrama de un sistema de almacenamiento por volante de inercia

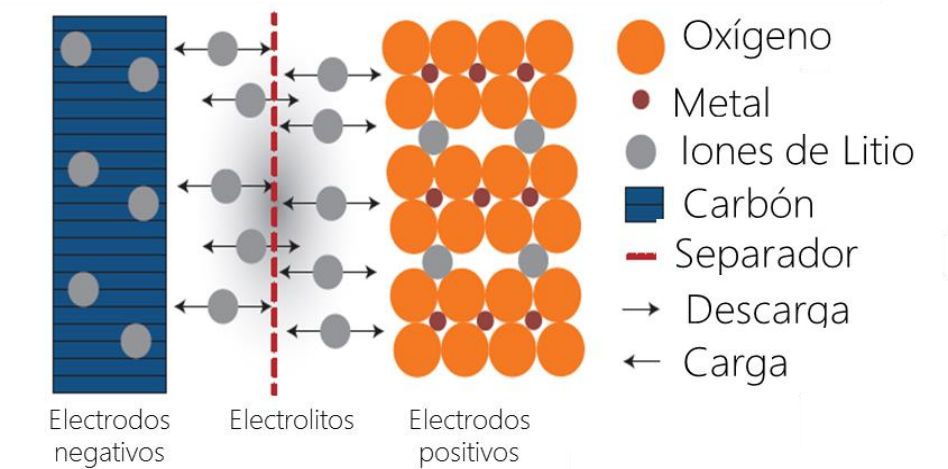


Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

4.4.3 Almacenamiento electroquímico

El almacenamiento electroquímico corresponde al desarrollo de las baterías, que son dispositivos capaces de almacenar y suministrar energía eléctrica de forma autónoma haciendo uso de reacciones electroquímicas de oxidación/reducción. Existen diferentes tipos de baterías por ejemplo Ion-Litio, plomo ácido, baterías de flujo, baterías de gel, entre otras. El principio de operación de una batería es un electrodo negativo, un electrodo positivo y una sustancia electrolítica que permite la reacción de óxido reducción. La diferente combinación de ánodo (electrodo negativo) y cátodo (electrodo positivo) y electrolito da origen a diferentes tipos de baterías cada una con diferentes características, en tamaño, capacidad de almacenamiento, densidad de energía, temperatura de operación ciclos de carga y descarga entre otras.

Ilustración 29. Diagrama de un sistema de almacenamiento electroquímico de ion-litio



Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

El mercado de las baterías de ion-litio son las que mayor perspectiva de desarrollo presentan tanto para aplicaciones estacionarias como para transporte, así con gran parte del desarrollo están enfocados en mejores combinaciones de materiales para incrementos en la eficiencia y la vida útil; también se está investigando para la reutilización de materiales y reducción de costos.

También hay desarrollo en las tecnologías de baterías de flujo y las de Vandio redox cuyas principales ventajas son ciclos de vida mucho mayores, así como mayores profundidades de descarga.

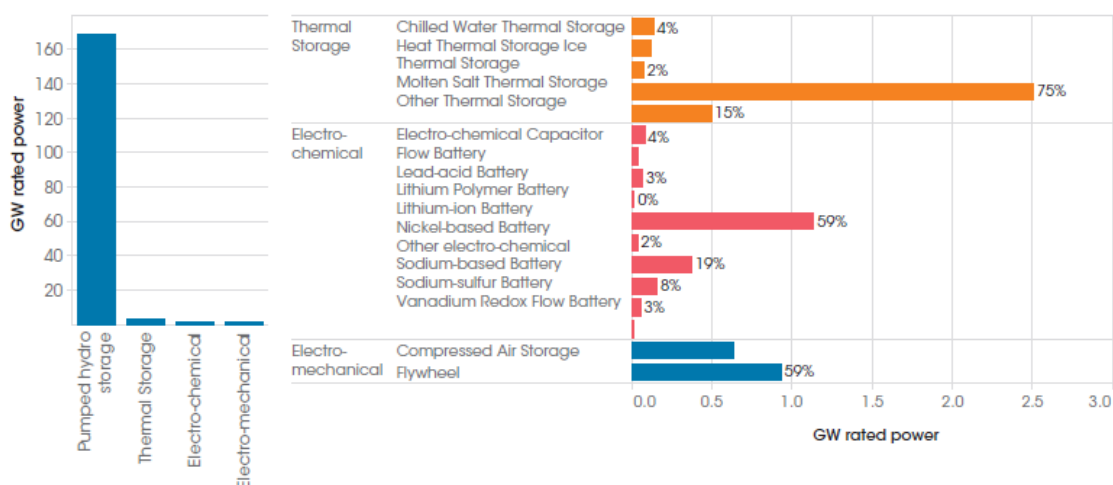
4.4.4 Almacenamiento térmico

Consiste en el almacenamiento de energía mediante aprovechamiento de la inercia térmica de ciertos materiales. El principal driver en el desarrollo de esta tecnología ha sido la generación solar térmica con concentración y el principal material empleado son las sales fundidas, que permite alcanzar grandes temperaturas y que pueden almacenarla para que después, mediante dispositivos de transferencia de calor, sea utilizado en el fluido de trabajo de la central como por ejemplo agua o vapor. También se considera el uso de almacenamiento térmico en distritos de calor o enfriamiento en la forma de agua fría o hielo, agua caliente o vapor.

4.4.5 Panorama actual y desarrollo futuro

Para mediados de 2017 de acuerdo con (IRENA-Energy Storage, 2017) se estimaba en el mundo una capacidad instalada en almacenamiento de 176 GW, de los cuales 96% corresponde a hidro-bombeo con 169 GW instalados, seguido almacenamiento térmico baterías y almacenamiento electromecánico con 6.8 GW en total, la distribución por tecnología se muestra a continuación:

Ilustración 30. Capacidad instalada por tecnología de almacenamiento jun 2017

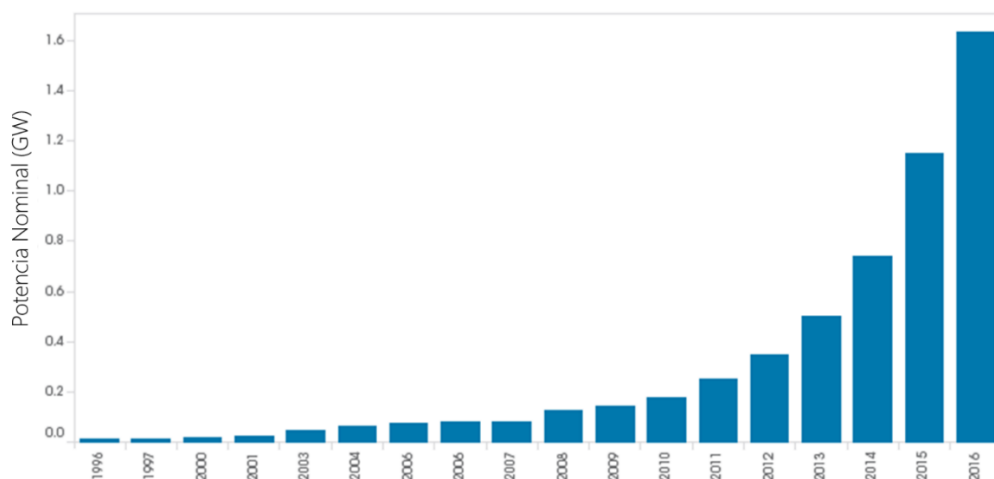


Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

Como se puede observar en la Ilustración 30, la mayor participación la tiene el almacenamiento por hidro-bombeo principalmente por la madurez de la tecnología, pero sobre todo, por el gran tamaño de las instalaciones.

Una de las tecnologías de mayor crecimiento ha sido el almacenamiento electroquímico que ha pasado de unos pocos kW instalados a finales de los años 90 hasta 1.6 GW instalados en 2017, como se muestra en la Ilustración 31. Se espera que esta tendencia continúe en la medida que los costos y la eficiencia de la tecnología mejoren, así como el surgimiento de nuevas aplicaciones como almacenamiento residencial o movilidad eléctrica, en los próximos años esta capacidad aumentará en 1.2 GW adicionales de acuerdo con lo que ya se encuentra en construcción.

Ilustración 31. Capacidad instalada en almacenamiento electroquímico (baterías)

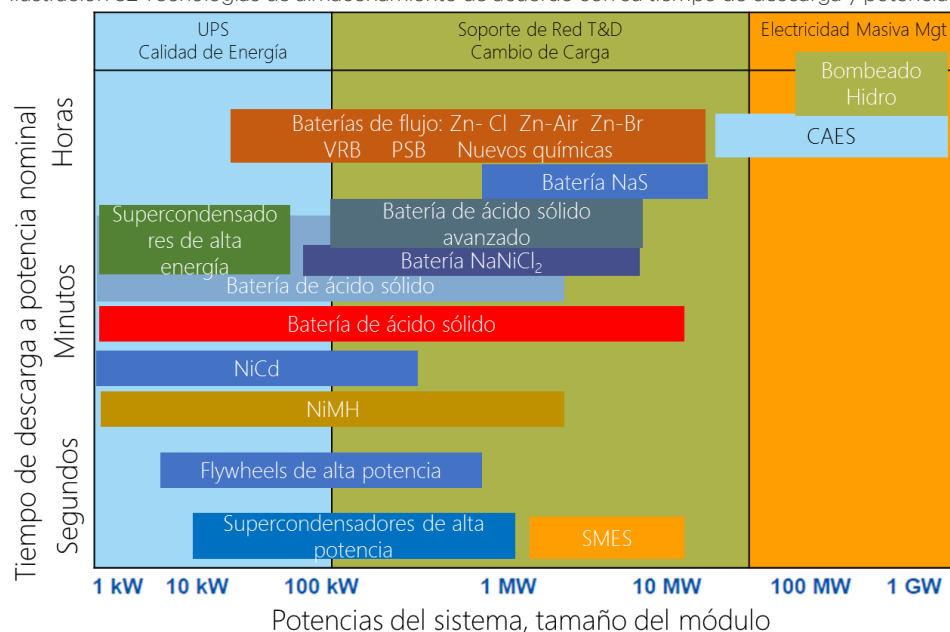


Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

Cada tipo de tecnología de almacenamiento presenta una serie de características particulares que las hacen más útiles en determinadas aplicaciones, algunos de los parámetros que se tienen en cuenta son los tiempos de descarga y la capacidad de almacenamiento. La siguiente gráfica muestra, en función de estos dos parámetros, la clasificación de cada

tecnología. En cuanto a su potencial aplicación, los dispositivos de almacenamiento CAES e hidro-bombeo son hechas para grandes potencias y por lo tanto gestión de grandes bloques de energía, mientras que las baterías se encuentran entre suministro tipo UPS de rápida respuesta, pero poca energía y aplicaciones de mayor escala aplicados en sistemas de transmisión y distribución.

Ilustración 32 Tecnologías de almacenamiento de acuerdo con su tiempo de descarga y potencia



Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

De igual forma, el almacenamiento de energía puede tener diferentes funcionalidades tanto para servicios complementarios en la red, como para aplicaciones en baja tensión y para sistemas aislados, algunas de ellas son las siguientes:

Ilustración 33. Conveniencia de cada tecnología de almacenamiento para diferentes aplicaciones



Fuente: (IRENA-Energy Storage, 2017)

4.4.6 Barreras para el almacenamiento de energía

4.4.6.1 Económicas

Los dispositivos de almacenamiento siguen teniendo costos de inversión muy altos, ésta es su principal barrera actualmente, sin embargo, con el desarrollo de la tecnología, se espera que estos vayan reduciéndose. A pesar de estos costos elevados puede haber aplicaciones puntuales en los que pueden competir con por ejemplo expansiones de red, o generación pico.

4.4.6.2 Regulatorias

No hay regulación para la conexión al sistema de almacenamiento de energía a gran escala, es posible el desarrollo de mecanismo de servicios auxiliares mediante esquemas de mercado que incluyan al almacenamiento con una alternativa para la prestación de este servicio.

Dado que en Colombia se remunera la confiabilidad, en la medida en que los costos de las tecnologías las hagan más competitivas, deberá incluirse en la remuneración del esquema existente ya que podría ser una alternativa tanto para confiabilidad en la generación con fuentes variables como en los mercados de regulación de frecuencia.

Habrà que tener mecanismos regulatorios que aseguren una buena disposición final de las baterías, en particular, si se van a masificar las soluciones asiladas solares y los vehículos eléctricos, pero es muy importante desarrollar legislación que permita un cierre ambiental de su vida útil.

4.4.6.3 Tecnologías e información

Falta mayor conocimiento en las tecnologías de almacenamiento disponibles, su operación e integración en los sistemas de transmisión y distribución.

4.5 Movilidad eléctrica

El sector transporte es el mayor consumidor de energía del país, con el 39.8% del consumo energético y contribuye con el 65% de las pérdidas de energía de acuerdo con el balance energético en 2015, este consumo proviene principalmente del ACPM (37%) y de la gasolina (40%) y menos del 1% proviene de la electricidad (UPME-PAI, 2016). Con las emisiones en aumento y los compromisos acordados en París en la COP 21 un cambio fundamental en el sector transporte se requiere para alcanzar la reducción de emisiones del escenario de aumento de 2°C de temperatura. Como alternativa, particularmente relevante con una matriz eléctrica baja en emisiones como la colombiana, se vislumbra la movilidad eléctrica con una disrupción de la economía y la movilidad en los próximos 15-20 años. Esta tecnología no solo impactará en la matriz energética sino también en el sector eléctrico, a la movilidad urbana, al transporte de carga y pasajeros y será indispensable y crítico para una transición energética que facilite el cumplimiento de las metas de mitigación de cambio climático.

A continuación, se presentan los principales aspectos de la tecnología de vehículos eléctricos, la infraestructura de carga, los consumos, eficiencias e impactos sobre la red eléctrica, proyecciones de costos y las barreras para su penetración. Dentro de la Agencia Internacional de la Energía se ha consolidado la iniciativa de vehículos eléctricos como un foro multi-gobierno de política para la promoción de la movilidad eléctrica que busca cumplir con la

declaración de París COP 21 de 2015 en electro movilidad que busca llegar al 20% de movilidad eléctrica para el 2030. En dicho marco se ha lanzado una campaña aún más ambiciosa llamada EV 30@30 que busca que al menos el 30% de los vehículos vendidos en 2030 sean eléctricos. Esta campaña fue suscrita por los gobiernos de Canadá, China, Francia, Japón, Noruega, Suecia, el Reino Unido y Estados Unidos y espera suscribir más países. Esto se ha sumado al anuncio hecho por varios países durante 2017 de prohibir los vehículos tradicionales de combustión de diesel o gasolina en un mediano plazo, por ejemplo²²:

- Reino Unido: Prohibición de producción de vehículos diesel y gasolina a partir de 2040.
- Francia: Prohibición de venta de vehículos diesel y gasolina a partir de 2040.
- Noruega: Política para eliminación de vehículos diesel y gasolina a partir de 2025.
- Holanda: Todos los carros nuevos cero emisiones a partir de 2030.
- Alemania: Resolución para prohibir vehículos de combustión interna a partir de 2030.
- India: Prohibición de vehículos diesel y gasolina a partir de 2030.
- Austria, Dinamarca, Irlanda, Japón, Portugal, Corea, tienen metas para venta de vehículos eléctricos.
- Chile y Costa Rica con proyecciones de alta penetración e incentivos para su promoción.

Estos anuncios han generado una gran presión sobre la industria que seguramente acelerará su desarrollo y con ello se reducirán los costos en los próximos años.

4.5.1 Descripción de la tecnología

Los vehículos eléctricos iniciaron su desarrollo de forma paralela con los vehículos de combustión interna a finales del siglo XIX, sin embargo, fueron estos últimos lo que dominaron el mercado hasta la actualidad. En un vehículo de combustión, la energía es suministrada al motor en forma de combustible ya sea diesel o gasolina y mediante reacciones térmicas de combustión se transforma en energía motriz. En el vehículo eléctrico, la energía es suministrada en forma de electricidad a un motor eléctrico, con eficiencias mucho más altas al no estar gobernados por limitantes físicas de los motores de combustión, la fuente de esta electricidad es la batería y este ha sido el elemento que mayor atención y desarrollo ha tenido en los últimos años, pues su principal desventaja frente a los motores de combustión era precisamente la autonomía de ésta, comparada con un tanque de combustible.

Los vehículos eléctricos pueden clasificarse de acuerdo con su dependencia de la electricidad en, totalmente eléctrico o híbridos o de acuerdo a su modo en, particular (bicicletas, motos, vehículos), pasajeros (urbano, interurbano), carga, modal (metro tranvías y trenes).

4.5.2 Tipos

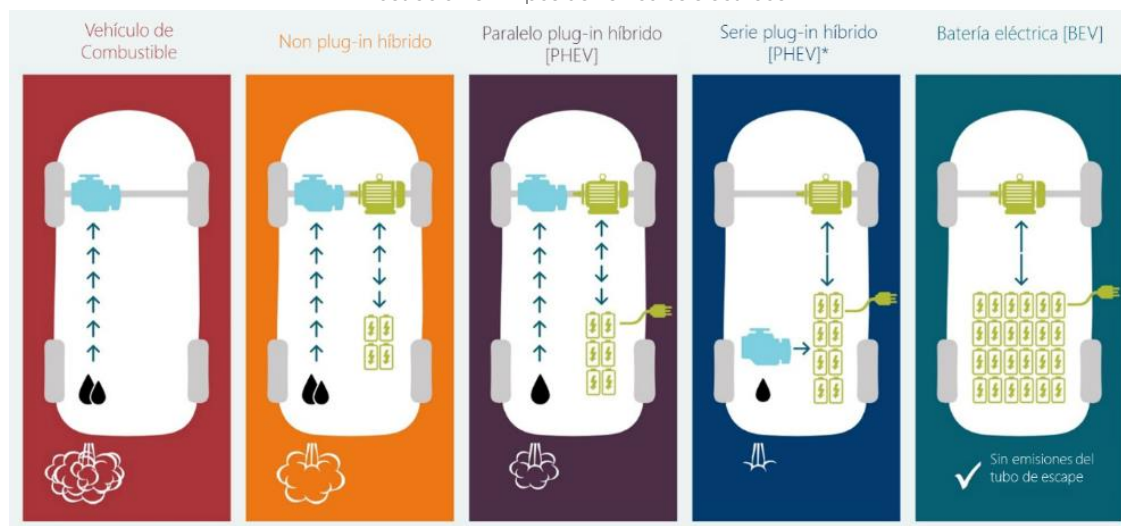
Los vehículos eléctricos pueden ser totalmente eléctricos o cuyo consumo es 100 % suministrado por baterías (Battery Electric Vehicle BEV o Electric Vehicle EV), o pueden ser

²² <https://www.weforum.org/agenda/2017/09/countries-are-announcing-plans-to-phase-out-petrol-and-diesel-cars-is-yours-on-the-list/>

vehículos eléctrico-híbridos, con o sin conexión a red (Plug in Hybrid Electric Vehicle PHEV o HEV Hybrid electric vehicle). La Ilustración 34 muestra los tipos de configuración.

El vehículo híbrido sin conexión y posteriormente con conexión fueron los más desarrollados en la primera década del este siglo, dado que no se requería tanto desarrollo en las tecnologías de acumulación de energía. De hecho, los costos, diseños y características técnicas eran similares a los vehículos de combustión, además de no requerir infraestructura adicional para la carga de batería. Sin embargo, los últimos años un rápido desarrollo de las baterías ha impulsado el crecimiento en participación de los BEV.

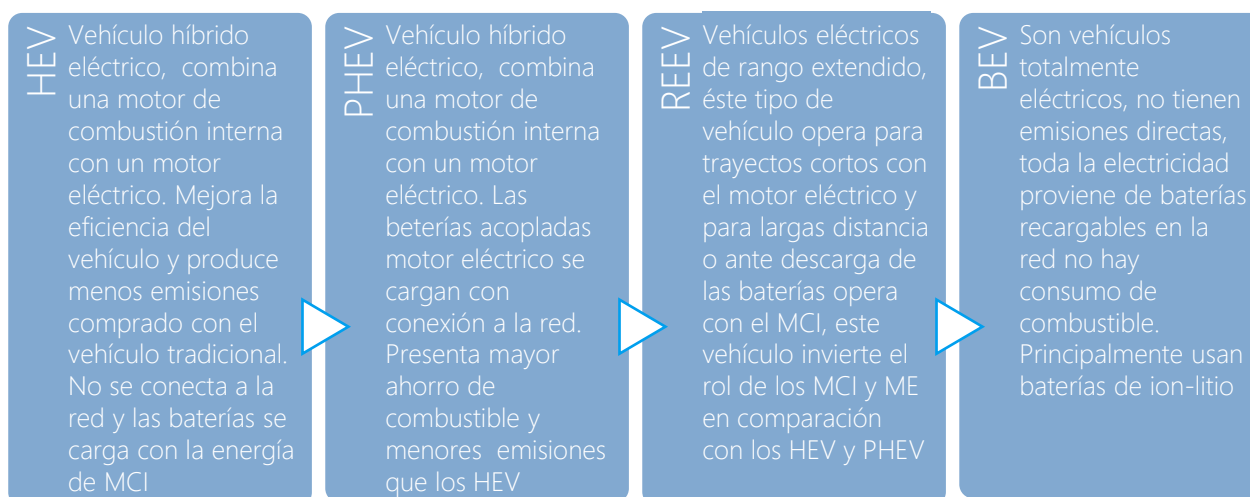
Ilustración 34. Tipos de vehículos eléctricos



Fuente: Leading the Charge²³

A continuación, se presentan las principales características de cada uno de los tipos de vehículos.

Ilustración 35. Descripción tipos de vehículos eléctricos.



Fuente: Elaboración propia

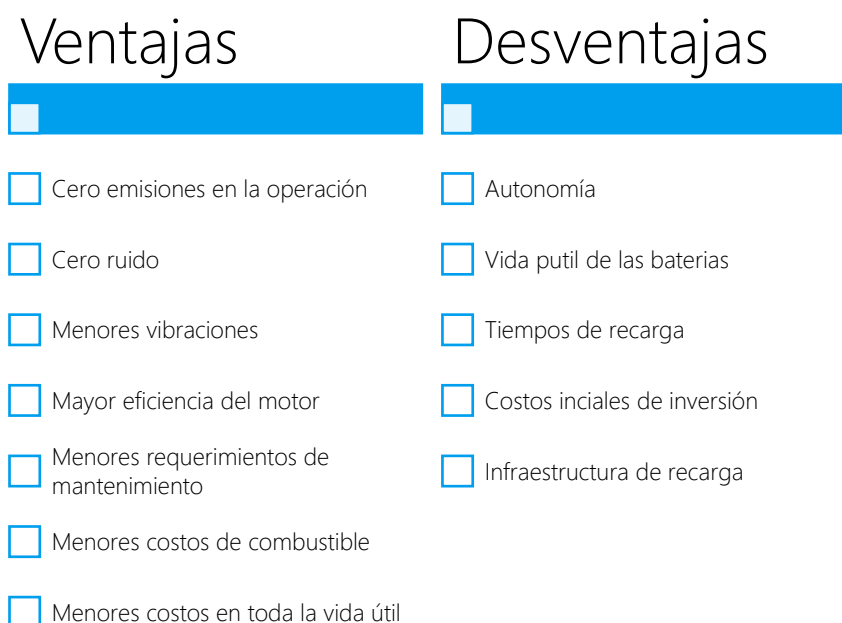
El mayor desarrollo de los EV ha estado enfocado en brindar mayor autonomía en la conducción eléctrica, que efectivamente es más eficiente y produce menos emisiones, en

²³ http://www.leadingthecharge.org.nz/nz_electric_car_guide

particular si la electricidad es generada a partir de fuentes de bajas emisiones como las FNCER. A continuación, se presenta algunos de los modelos disponibles en PHEV y BEV para comprar algunas de sus características como el tipo, la distancia promedio que puede manejar con el motor eléctrico y el tiempo promedio de carga.

Las principales ventajas y desventajas de los vehículos eléctricos en comparación con los de combustión son:

Ilustración 36. Ventajas y desventajas de los vehículos eléctricos



Fuente: Elaboración propia

4.5.3 Modos

La movilidad eléctrica si bien ha tenido un amplio desarrollo en vehículos particulares para pasajeros, también abarca otros modos de transporte como vehículos livianos como motos y bicicletas, vehículos para pasajeros particulares y públicos como autobuses, vehículos de carga y vehículos modales como trenes tranvías o metros. Todos los modos de transporte entran dentro de un concepto más amplio de electro movilidad, que abarca diferentes tipos de vehículos eléctricos, la infraestructura de carga y en general todas las políticas, incentivos, tecnologías y demás requeridas para electrificación del transporte.

4.5.3.1 E-Bikes

Las bicicletas eléctricas han sido el vehículo con mayor penetración, debido por supuesto a su costo comparado con EV para pasajeros y a una creciente tendencia a ciudades más amigables para el tránsito de bicicletas mediante ciclorrutas o carriles exclusivos y mayor promoción de la movilidad en bicicleta. De acuerdo con el reporte realizado por Navigant (Navigant Research, 2016), en el 2016 se estimaron ventas de 35 millones de ciclas eléctricas, de las cuales más de 32 millones se vendieron en China, y 3.3 millones en el resto del mundo. Las mejoras sustanciales en las baterías de Ion-litio las han hecho más livianas, menos costosas y con mayor autonomía haciéndolas a su vez más competitivas.

Los consumos de las e-bike pueden ir desde 110 Wh para 16 km de autonomía hasta 1500 Wh para 80 km de autonomía y normalmente pueden cargarse con uso de un adaptador en un tomacorriente convencional. Son una tecnología disponible en el país, se estima que en Bogotá hay alrededor de 20.000 ciclas eléctricas ²⁴ y que podrán llegar a 50.000 para 2018 y con costos entre los 900-1600 USD.

4.5.3.2 Motos eléctricas

Las motocicletas y scooters eléctricas son vehículos generalmente de dos o tres ruedas para uno o dos pasajeros cuya alimentación principal se hace por medio de un motor eléctrico y un rack de baterías recargables, de diferencias de las -bike por su tamaño, peso, velocidad y autonomía. La carga puede hacerse en nivel 1, es decir en toma corriente convencional de 120 V y puede tardar hasta 8 horas o algunos fabricantes las venden con cargadores nivel 2 a 240 V, que pueden llegar a cargar el 95% de la batería en 1 hora. El rendimiento puede ser similar a su contraparte a gasolina o diseño para modelos del mismo tamaño, pero presentan algunas desventajas en autonomía de las baterías para distancias mayores. El mercado de motocicletas y scooters de acuerdo con las proyecciones de Electric Cars Report²⁵ para el 2017 se llegaría a la venta de 18 Millones de estos vehículos, aproximadamente 15.5 millones de scooters y 2.5 de motocicletas. Este mercado principalmente liderado por China con más del 65% del mercado.

4.5.3.3 Pasajero particular

Los vehículos eléctricos de pasajeros es uno de los segmentos de mayor desarrollo, en especial con el avance en desarrollo de las baterías. Este mercado vendió cerca de 750.000 vehículos en 2016 llegando a 2 millones acumulados. El principal líder en ventas es el mercado de China con aproximadamente el 50% del total de ventas, seguido por Estados Unidos, Noruega, Reino Unido y Francia (IEA- EV Outlook 207, 2017)

Muchas de las marcas comerciales han desarrollado modelos PHEV o BEV y ya se encuentran comercialmente disponibles, de igual forma alguna de las principales compañías fabricantes como Volvo Renault, BMW han anunciado que intensificará sus programas de producción de BEV. A continuación, se presentan algunas de las características de vehículos eléctricos tanto BEV como PHEV disponibles

Tabla 14. Características de algunos modelos de EV

Marca Modelo	Tipo	Dist prom en eléctrico KM	Tiempo de carga (Nivel 2 240V/30A) Horas	Emisiones promedio por 100 km (Kg)	Precio de referencia MSRP USD ²⁶
AUDI A3 Sportback e-tron	PHEV	26	2.5	13.6	\$32.200
BMW 330e	PHEV	22	2	16.2	\$41.000
BMW 740 Le xDrive	PHEV	22	3	18	\$85.000
BMW i3	BEV	183	4.5	4.9	\$37.240

²⁴ <http://www.dinero.com/empresas/articulo/auteco-lanza-bicicletas-y-motos-electricas-en-medio-de-vacios-en-la-regulacion/225393>

²⁵ <https://electriccarsreport.com/2013/01/pike-projects-strong-growth-of-e-motorcycle-and-e-scooter-sales-through-2018/>

²⁶ Los valores de referencia de venta minorista son para Canadá, se tomó una tasa de cambio 1CAD=0.78 USD

Chevrolet Bolt	BEV	383	9.5	5.1	\$33.800
Chevrolet Volt	PHEV	85	4.5	6.9	\$31.165
Ford Focus Electric	BEV	185	5.5	5.9	\$25.189
Ford Fusion Energi	PHEV	34	2.5	11.7	\$28.650
HYUNDAI IONIQ Electric	BEV	170	4.5	4.6	\$28.060
HYUNDAI Sonata PHEV	PHEV	43	3	10.6	\$34.634
KIA Optima PHEV	PHEV	47	3	10.2	\$33.845
KIA Soul EV	BEV	149	4.5	5.9	\$27.862
Nissan Leaf	BEV	172	4.5	5.3	\$29.440
Tesla S	BEV	435	9	6.6	\$75.020
Tesla Model X	BEV	413	11	10.8	\$103.900
VOLKSWAGEN e-Golf	BEV	201	4	5.2	\$28.335

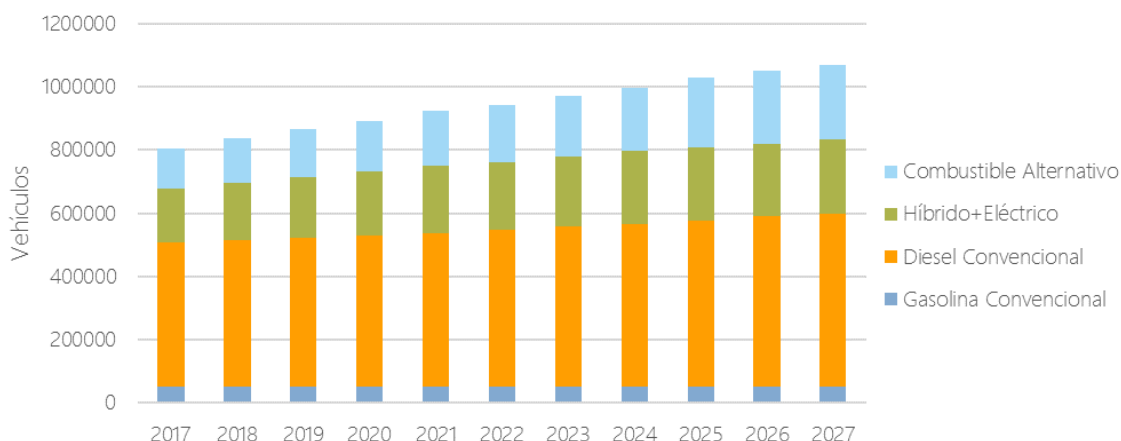
Fuente: Elaboración propia con información de <https://www.plugndrive.ca/electric-cars-available-in-canada>

La información de la Tabla 14 muestra que ya hay una gran variedad de marcas que están produciendo vehículos tanto PHEV como BEV, es igualmente interesante ver que las emisiones por cada 100 km son en promedio el doble para los PHEV en comparación con los BEV. En relación con los tiempos de todos están diseñados para nivel 2 que requiere una tensión de 240V una corriente de 30 A y presentan tiempos de carga entre 2-5 horas en promedio, aunque los BEV de mayor autonomía como el Chevrolet BOLT o los modelos de Tesla tienen tiempos de carga alrededor de 9 horas. Por último, se decidió presentar estos precios de referencia, ya que son para Canadá, con el fin de mostrar que existe una amplia gama de precios de estos vehículos que pueden ir desde los USD 25.000 hasta más de USD 100.000.

4.5.3.4 Autobuses

El desarrollo de autobuses eléctricos ha estado impulsado principalmente por iniciativas locales desde ciudades que han adquirido compromisos de reducción de emisiones, con problemas importantes de calidad de aire y contaminación auditiva y que decidido tomar medidas de políticas, incentivos y metas para lograr una mayor penetración de movilidad urbana con autobuses eléctricos. De acuerdo con un reporte de Navigant Reserach, si bien los buses diesel seguirán teniendo una gran parte del mercado de ventas de nuevos autobuses, los modelos eléctricos e híbridos irán penetrando cada vez más en ese mercado como se puede ver en la Ilustración 37, llegando a un 22% del total en 2027.

Ilustración 37. Proyección ventas anuales de buses por tipo de combustible 2017-2027



Fuente: David Robert para Vox²⁷

Al igual que los vehículos de pasajeros particulares, los autobuses pueden ser “hybrid electric buses” -HEB, generalmente combinando un motor diesel con un motor eléctrico o pueden ser “bettery electric buses” -BEB cuando únicamente tiene alimentación con un motor eléctrico y baterías. Los principales beneficios en el transporte público eléctrico son menores costos de combustible, menor costo de mantenimiento y menores emisiones y ruido. Sin embargo, las dos principales dificultades siguen siendo los costos de inversión inicial, los costos de infraestructura de recarga y la autonomía de los vehículos. Los buses eléctricos pueden ser de carga lenta o de carga rápida o con sistemas combinados, con carga de oportunidad en el que la carga total de la batería que puede tardar 7-8 horas se hace mientras el vehículo esta parqueado y en los paraderos se dispone de puntos de carga rápida que ayudan a mantener la carga durante todas las horas de operación. Existen numerosas empresas y fabricantes de autobuses eléctricos, las especificaciones de algunos modelos se presentan a continuación.

Tabla 15. Características de algunos modelos de E-Bus

Marca Modelo	Capacidad de pasajeros	Tipo	Dist prom en eléctrico KM	Tipo y tiempo de carga Horas	Capacidad baterías
Bluebus 12 m	97	BEV	180	Manual 5h (50 kW)	240 kWh
BOZANKAYA Sileo S12	79	BEV	0.88 Wh/km	Manual 2-8 h (4-100 kW)	230 Kwhh
BYD 12 m	95	BEV	320	Manual 4-4.5h (2x40kW)	
BYD 18m articulado	150	BEV	200	Manual 3h (2x40kW)	
BYD 12 coach	59	BEV	200	Manual 3h (2x40kW)	
CAETANOBUS e.city gold	88	Fully electric	200	Manual- de oportunidad (flexible, a 100 KWh 40 min)	50-250 kWh
Hess lighTram Trolley BGGT-N2D	221	Trolley	2.9 W/h (con AC)	Catenaria en movimiento (600kW)	32 kWh

Fuente: Elaboración propia con información de <http://zeeus.eu/uploads/publications/documents/zeeus-ebus-report-internet.pdf>

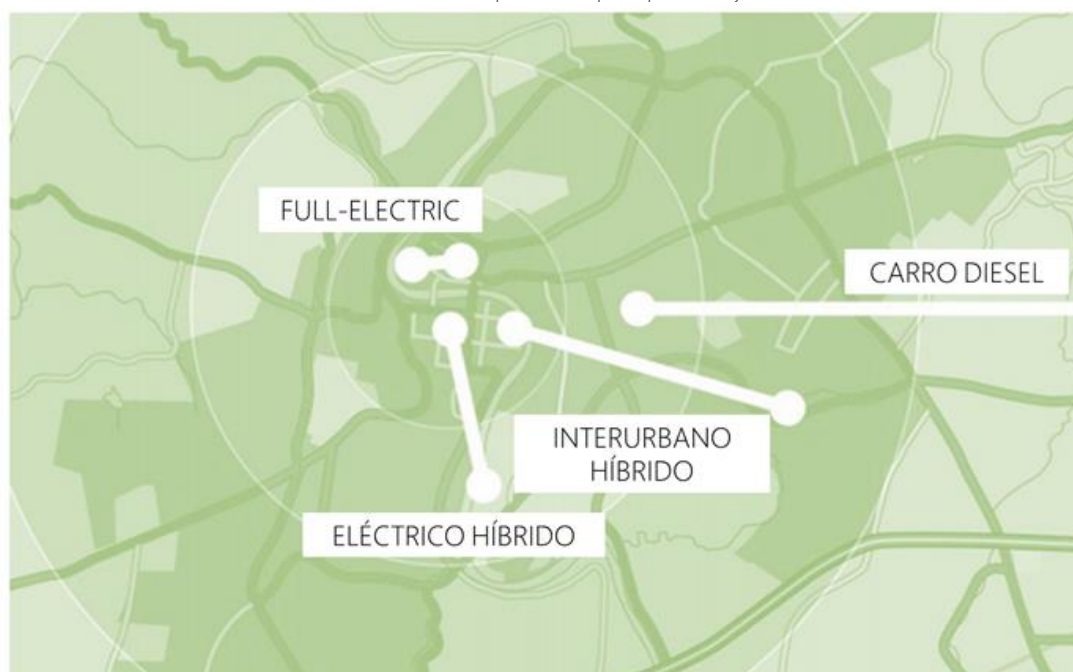
²⁷ <https://www.vox.com/energy-and-environment/2017/10/24/16519364/electric-buses>

En la Tabla 15 se muestran algunas características de autobuses eléctricos, muchos de ellos con autonomías considerables, igualmente desarrollos con combinación de mecanismos de carga como conexión y de oportunidad, y finalmente tranvías ligeros y buses con catenaria. Éstos necesitan una infraestructura de carga más compleja, pero también presentan mayor autonomía y menor dependencia de las baterías.

Aunque ya hay disponibilidad de buses con mayor autonomía, el mayor desarrollo ha estado concentrado en buses urbanos qué hacen menos km/día, de acuerdo con Edward Jobson Chief Engineer Electric Vehicle System Volvo ²⁸ de acuerdo a las distancias y servicios cada tipo de autobús se acomoda mejor a ciertos tipos de viaje (urbano, inter urbano, largas distancias), como se muestra en la

Ilustración 38 donde se puede ver que los buses eléctricos pueden cubrir toda la demanda de viajes urbanos, los eléctricos híbridos para viajes en las cercanías, los híbridos inter ciudades y los buses diesel para grandes distancias.

Ilustración 38. Tipo de bus por tipo de viaje



Fuente: Tomado de internet²⁹

4.5.3.5 Vehículos de carga y flotas comerciales

El segmento de vehículos de carga es el menos desarrollado, debido a los requerimientos de distancia y autonomía, en conjunto con los tamaños y pesos transportado sumado al peso de las baterías. Existen desarrollos para servicios de logística y entrega en automóviles tipo Van, así como camiones de poco tamaño para cargas y distancias pequeñas. También se han desarrollado flotas de vehículos para recolección de basuras, taxis, departamentos de policía. El 16 de noviembre de 2017 fue anunciado por Tesla el desarrollo y prueba de la

²⁸ <http://www.energycolombia.org/images/MEMORIAS/2017/MovilidadElectrica/Martes19/EdwardJobson.pdf>

²⁹ <http://www.energycolombia.org/images/MEMORIAS/2017/MovilidadElectrica/Martes19/EdwardJobson.pdf>

primera flota de carga para largas distancias llamado Class 8, con una autonomía de 800 km, carga para 640 km en 30 minutos, prueba para conducción sin piloto y cuya etapa productiva empezará en 2019³⁰. Esta es una tecnología que aún se encuentra en una etapa temprana de desarrollo.

4.5.3.6 Transporte modal

Además de los autobuses, el transporte masivo de pasajeros y ferroviario de carga ha tenido un histórico y fuerte desarrollo basado en fuerza motriz a partir de electricidad. Existen diferentes sistemas que prestan estos servicios como el “Heavy Rail Transit” que son trenes pesados eléctricos para transporte masivo (generalmente entre ciudades y países), el “Light Rail Transit” que son sistemas de trenes livianos que pueden operar con uno o más vagones y puede estar a nivel de piso o elevado, generalmente usado en áreas metropolitanas y los sistemas de metro, trenes pesados, pero de tránsito urbano que pueden ser aéreos o subterráneos. También hay trenes suburbanos o de cercanías, RBT que son sistemas de buses rápidos, como el Transmilenio, que en muchos países han empezado a operar con buses eléctricos. Muchos de los sistemas de metro y trenes pesados han sido eléctricos desde su construcción e inicio de operación a finales del siglo XIX.

Todos estos sistemas modales pueden ser operados con electricidad a partir de diferentes infraestructuras de recarga, tipo catenaria, sobre rieles. Cada uno de estos sistemas tiene especificaciones y características diferentes, y generalmente están diseñados para un uso multimodal, buscando eficiencia en su uso.

4.5.4 Infraestructura de recarga

Además de los costos y la autonomía de las baterías, otro de los aspectos que requiere atención con la electrificación del transporte es la infraestructura de recarga. Las características técnicas de los puntos de carga, la ubicación de las estaciones, el tipo de conector entre otros determinarán la velocidad de carga y las instalaciones requeridas. Los tipos de sistema de carga se clasifican en niveles o modos de 1 a 4 dependiendo de las características de cada uno. Las baterías de los vehículos funcionan con corriente continua, por lo que los sistemas de carga incluyen un rectificador de corriente. Los sistemas de carga rápidos hacen la carga en corriente continua (nivel 4) mientras que los otros sistemas utilizan corriente alterna. La velocidad de carga dependerá de la tensión y la corriente de carga.

Nivel 1: Se conecta ya sea de forma directa o mediante adaptador a la red doméstica, no necesita toma corriente dedicada. Tipo de carga lenta entre 6-8 horas. Nivel de tensión 120 V/ 16A. El nivel 1 también puede estar conectado a 220 V y con corrientes entre los 16-32 A. para tiempos de recarga entre 4-6 horas. Generalmente para uso doméstico

Nivel 2: Se requiere una conexión especial y dedicada, adaptación de infraestructura existente, generalmente trifásica 220 -440 V y corrientes entre 30-60 A. La velocidad de carga dependerá del punto y puede estar entre 30 min y 3 horas. Generalmente para uso comercial en parqueaderos, centros comerciales.

³⁰<http://www.greenfleetmagazine.com/channel/electric/news/story/2017/11/first-look-tesla-s-all-electric-semi-truck.aspx>

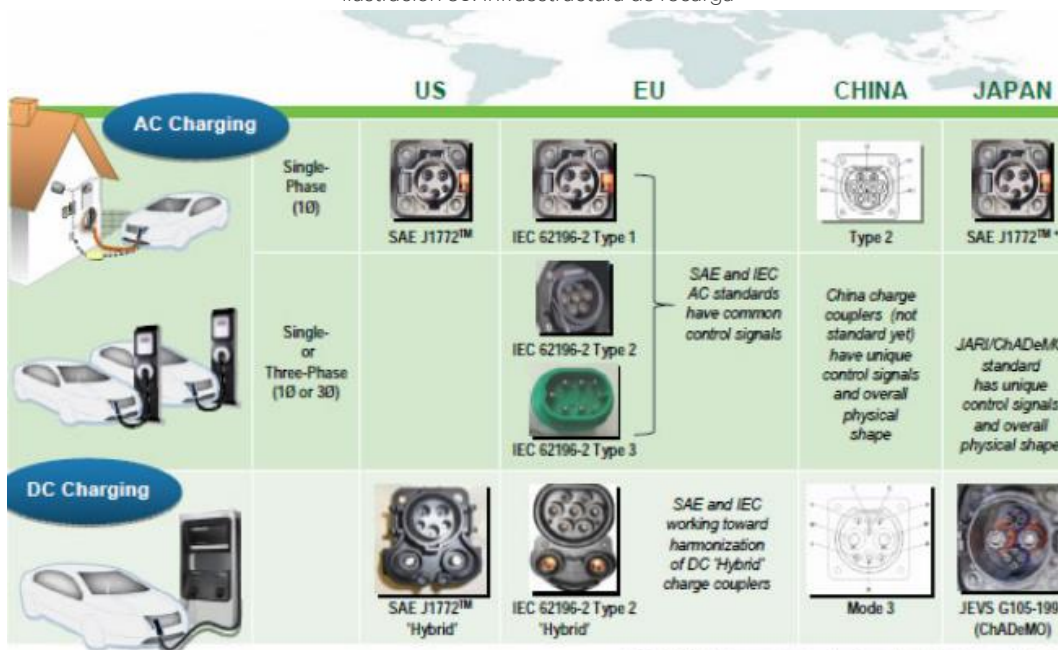
Nivel 3: Estación de recarga en DC, punto de carga dedicado, infraestructura de carga nueva para carga rápida. Tensiones entre 300-500 V DC corriente entre 100-350 A DC. Tiempos de carga entre 10-30 min. Generalmente para uso en electrolineras.

La falta de infraestructura pública de estaciones de recarga se ha identificado como una barrera para la penetración de EV. Muchas de las estaciones han empezado a desarrollarse en puntos de parqueo, centros comerciales, edificios de oficinas, parques entre otros. De igual forma, se deben desarrollar estaciones de servicio de carga eléctrica o electrolineras, especialmente en las carreteras.

La infraestructura de recarga, así como los conectores cables y cargadores requieren de normativa técnica y estandarización, ya la International Electrotechnical Commission -IEC ha desarrollado estándares técnicos que permitan en primera medida garantizar la seguridad de los usuarios y también la seguridad y calidad de las conexiones y redes. Una de las dificultades con los cargadores es que cada modelo de vehículo tiene uno y las estaciones de recarga puede no tener disponibles todos los tomacorrientes para todos los conectores, este será un trabajo que deba adelantarse con los fabricantes en la medida en que haya más normas técnicas para lograr una estandarización.

Un esquema de los diferentes tipos de puntos de recarga y conectores con su estandarización se presenta a continuación:

Ilustración 39. Infraestructura de recarga



Fuente: <http://www.mpoweruk.com/infrastructure.htm>

4.5.4.1 Impacto en el sistema eléctrico

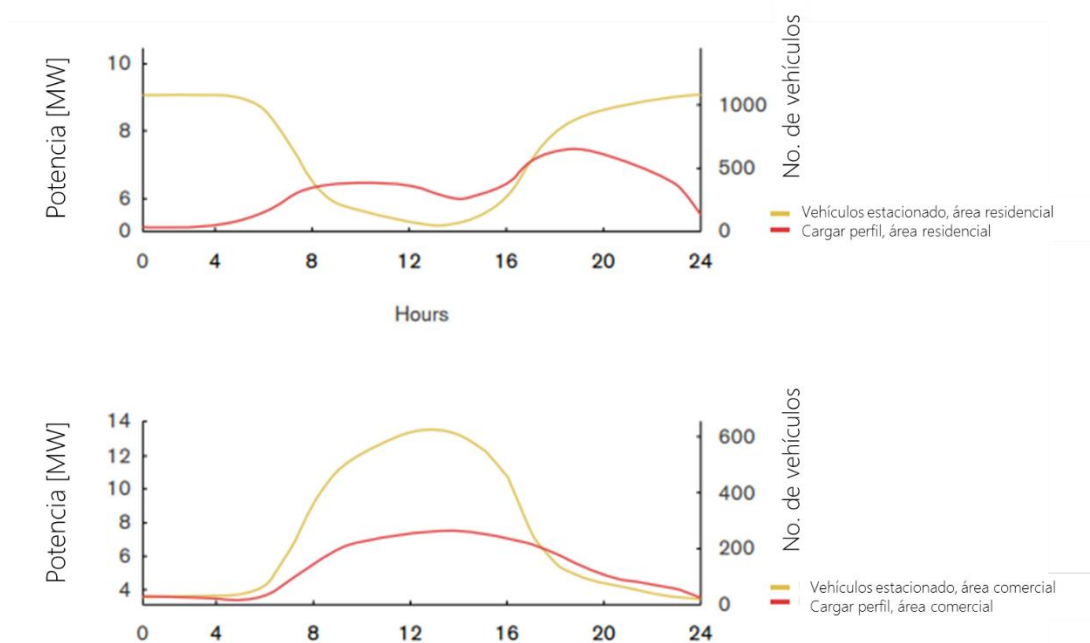
El crecimiento proyectado de la movilidad eléctrica se vislumbra como una disrupción no solo en los sistemas de transporte sino en los sistemas eléctricos, donde por supuesto el primer impacto será un incremento en la demanda de la energía eléctrica, sin embargo para lograr una verdadera transición energética este incremento deberá estar acompañado de una modernización de las redes eléctricas, migrando a redes inteligentes, una gestión eficiente de la demanda y, finalmente, una generación eléctrica baja en emisiones, de lo contrario la

sustitución de combustibles fósiles en la movilidad simplemente se trasladaría a la generación de electricidad.

Los principales retos para la introducción de una demanda considerable de demanda eléctrica de transporte serán el despacho del sistema, las cargas pico, los costos de la energía y los costos de las cargas esto cuando los vehículos actúan puramente como demanda de electricidad sin embargo como se vio en la sección de 4.1 de redes inteligentes la última funcionalidad esperada de los vehículos es la que se conoce como “vehicule to grid” - V2G cuando los vehículos también hacen entrega de energía al sistema.

La siguiente ilustración, muestra cómo podrían comportarse las curvas de demanda de energía actuales y las curvas de demanda en los tiempos en que los vehículos están parqueados para el caso residencial y comercial. Esto podría dar una idea de la curva de carga de estos vehículos y como impactaría en las demandas pico del medio día y de la noche. Para poder contrarrestar estos impactos no deseados, se pueden implementar tarifas horarias, carga inteligente, complementariedad con variabilidad de las fuentes renovables y V2G.

Ilustración 40. Compresión de horas de pareo contra curvas carga



Fuente: (Chalmers University, 2014)

4.5.5 Costos

Las proyecciones de costos de las tecnologías están influenciadas por diferentes aspectos que puede tener bastante incertidumbre. En el caso de los vehículos eléctricos no es diferente y aspectos como los costos de combustibles, estado de las principales economías mundiales, así como avances en los precios de las tecnologías, nuevos materiales crecimiento y madurez de los mercados, incentivos y políticas, entre otros, pueden afectar este comportamiento. De acuerdo con la proyección de Bloomberg, el mayor impacto en los costos de EV estará relacionado con los costos de las baterías, teniendo una continua reducción de precio y mejora en su densidad energética como se puede ver a continuación:

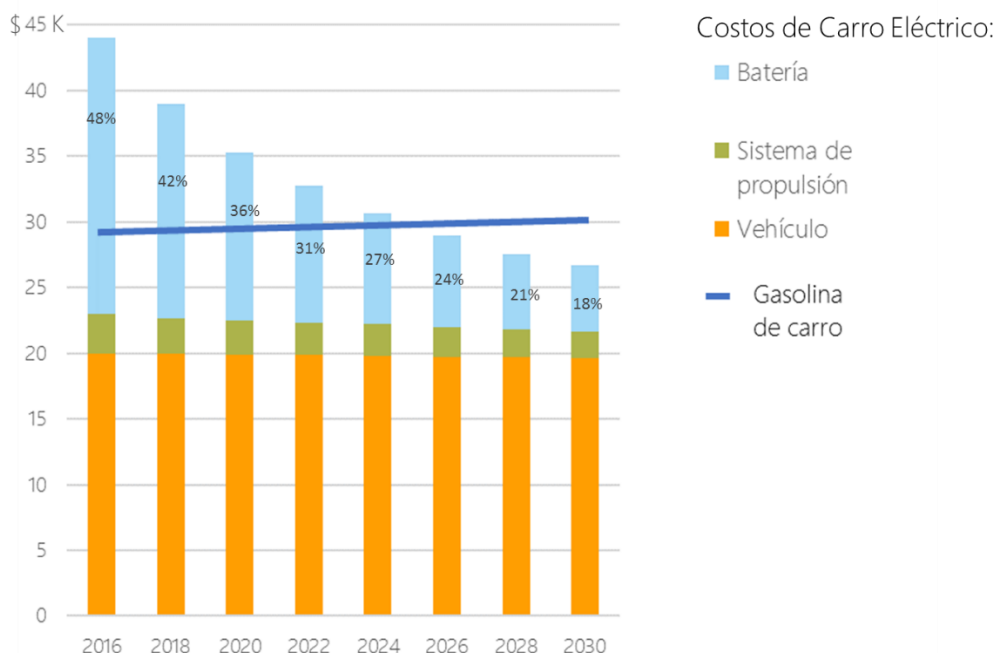
Ilustración 41. Precio y densidad energética de baterías para EV



Fuente: Tomado de internet³¹

Esta reducción lograra que el costo de inversión de una EV sea inferior a su contraparte fósil medido de la década de 2020 como se puede ver en la siguiente ilustración.

Ilustración 42. Proyección de costos de EV por componente



Fuente: Tomado de internet³²

Como se observa los costos asociados al vehículo y el tren de potencia seguirán estable pero la importante reducción en los costos de las baterías impulsará la reducción total del costo del EV.

³¹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-04-24/the-electric-car-revolution-tesla-began-faces-its-biggest-test>

³² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-04-24/the-electric-car-revolution-tesla-began-faces-its-biggest-test>

4.5.6 Barreras para la movilidad eléctrica

4.5.6.1 Institucionales

Falta una política clara de electro movilidad o movilidad sostenible que permita integrar las acciones desde lo energético, lo ambiental y la movilidad: Por lo anterior no hay estrategias claras ni objetivos ni metas en este tema. Esta falta de política también dificulta la asignación efectiva de incentivos y la medición del impacto de la efectividad de estos. La UPME ha empezado a liderar un trabajo con E&Y en este tema que se espera sea desarrollado en el 2018 pero también debería tenerse en cuenta para el próximo plan de desarrollo.

Falta de articulación entre las cabezas sectoriales para tener una visión sistema de la cadena energética entendido que el sector transporte es el mayor consumidor de energía y el mayor contribuyente emisiones de GEI.

Falta de articulación entre políticas de incentivos nacionales en movilidad y eficiencia energética con las normas e incentivos locales. Por ejemplo, hay exenciones de impuestos para la compra de vehículos eléctricos, pero los impuestos municipales no reconocen estos “beneficios ambientales y sociales” y por lo tanto el impuesto del vehículo será más alto por el precio del mismo sin valorar otros criterios.

Falta articulación entre las instituciones, por ejemplo, el MHCP otorga un incentivo de reducción de IVA y aranceles a un cupo de vehículos de 46.000 para el 2030 mientras la UPME y los ministerios MME y MADS otorgan la exención total del IVA sin límite de vehículos por incentivos al PROURE y prevén un crecimiento hasta de 400.000 vehículos para 2030. Esta desarticulación crea confusión y no permite la definición de una estrategia real para lograr un objetivo definido. Por otra parte, se corre el riesgo que efectivamente se incluya el incentivo del PROURE, que es mucho más amplio y ambicioso, dentro del cupo limitado y restringido propuesto por MHCP.

La UPME en uno de sus más recientes estudios sobre la hoja de ruta para la transición en el sector transporte³³ señala como barreras institucionales para la movilidad eléctrica la ausencia de un gremio que impulse el desarrollo del subsector, la falta de incentivos a la industria automotriz, la falta de estudios sobre el impacto de la contaminación en la salud pública y sus costos para el país, la ausencia de una política de investigación y desarrollo sobre estos temas.

4.5.6.2 Económicas

La principal barrera de la movilidad eléctrica y en particular de los vehículos tanto particulares como autobuses siguen siendo sus costos de inversión inicial que pueden estar entre un 30-50% más altos que sus contrapartes convencionales. Sin embargo, un análisis de costos a lo largo de la vida útil puede resultar favorable a los vehículos eléctricos, ya que el costo de combustible es mucho menor y los costos de mantenimiento también, sin incluir además externalidades como la polución, emisiones o ruido. La mayoría de veces la decisión de compra se hace por el costo inicial. La Ilustración 43 muestra como el costo total anual para el vehículo eléctrico es menor que para los otros tipos de vehículo, aunque la inversión (depreciación) sea más alta, los costos de mantenimiento, combustible, seguros e impuestos

³³ En proceso de ejecución a través de la firma E&Y

son menores, resultado de una política de incentivos y subsidios, así como la articulación para la promoción de estos vehículos.

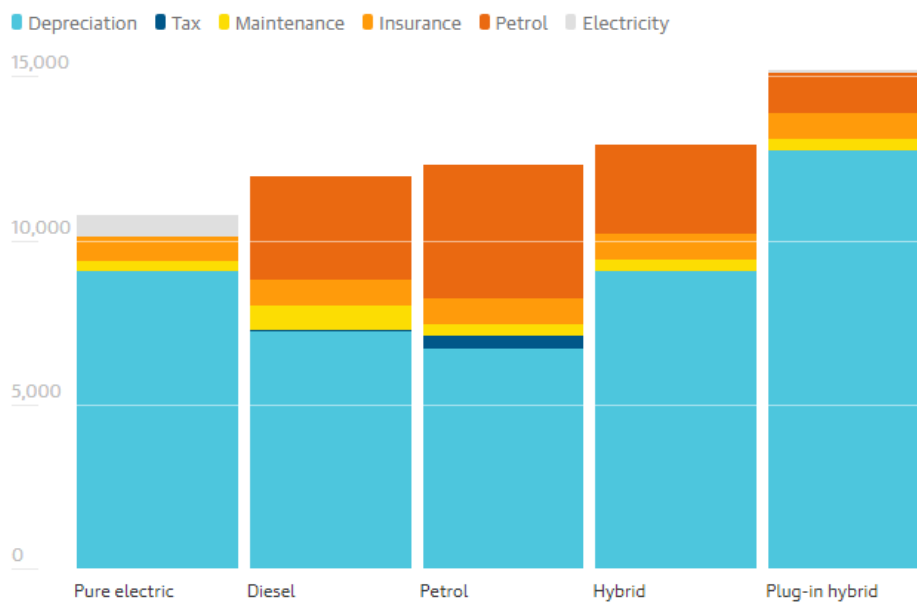


Ilustración 43 Costo total anual de propiedad por tipo de vehículo en el Reino Unido 2015 (£)
Fuente: Palmer et al, Applied Energy³⁴

Costos transaccionales, dado el desconocimiento de esta nueva tecnología y los mecanismos de costos en impuestos y seguros tradicionales estos vehículos terminan pagando mayores impuestos y mayores seguros que sus contrapartes, estos mecanismos desconocen otros beneficios que los EV pueden tener. Por ejemplo, en Colombia la ser una tecnología relativamente nueva las empresas aseguradoras no están familiarizadas y por lo tanto el SOAT y los seguros del vehículo tienen una prima más alta que un vehículo convencional.

Costos adicionales relacionados con la infraestructura de carga, ya sea a nivel de usuarios particular, el desarrollo de estaciones de carga pública y la infraestructura de recarga para transporte masivo.

El estudio mencionado de la UPME señala como barreras económicas adicionalmente, el caso del costo de cupos para taxis eléctricos, y para carros particulares el escaso recorrido que se presenta en la mayoría de ciudades del país que no permite viabilizar la inversión por el ahorro de combustible.

Igualmente se señala que “la estructura de impuestos actual para los vehículos en Colombia representa una distorsión del mercado que va en detrimento de la renovación del parque automotor, pues esta se basa en un umbral arbitrario de los USD 30,000 que no tiene ningún argumento económico o ambiental detrás” (ECONCEPT - ANDEMOS, 2016).”

³⁴ <https://www.theguardian.com/environment/2017/dec/01/electric-cars-already-cheaper-to-own-and-run-than-petrol-or-diesel-study>

4.5.6.3 Regulatorias

Faltan medidas que permitan una gestión inteligente de la demanda de EV, aunque se podría decir que es muy temprano para su desarrollo esta medida no solo impactaría en la penetración de EV sino en otras medidas de gestión de la demanda.

Adopción de reglamentos y estándares para estaciones de carga, conectores, y otros servicios relacionados con la carga de EV.

Otras barreras de tipo normativo señaladas en el estudio de la UPME son: la ausencia de normalización y legislación positiva, la ausencia de esquemas de certificación de equipos, los POTS no incluyen la obligación de los edificios para tener los elementos de recarga de vehículos, la inexistencia de regulación en el sistema eléctrico para reconocimiento de activos de recarga de automóviles y la falta de un esquema de tarifa horaria, y por último, la falta de normas para el manejo de residuos, como las baterías de los vehículos.

4.5.6.4 Tecnología e información

La autonomía y vida útil de las baterías sigue siendo una limitante para los EV, sin embargo, para usos urbanos los rangos disponibles son adecuados para los km recorridos diariamente.

El estudio de la UPME señala además como barreras tecnológicas la autonomía de los vehículos (menor a 200 kms) y la ausencia de infraestructura de recarga interna en edificios y viviendas.



Electro movilidad y renovables la gran oportunidad

La electromovilidad se vislumbra como uno de los cambios más disruptivos de los últimos años y Colombia se encuentra ante una gran oportunidad para contribuir a la descarbonización de la economía haciendo uso de los recursos renovables y de una matriz eléctrica limpia para suministrar energía al transporte. Con políticas articuladas en energía y transporte sostenible, sumado a la disponibilidad de tecnologías maduras, incentivos efectivos que apoyen estas iniciativas. Colombia puede dar un salto importante en los próximos 15 años para no solo reducir sus emisiones de GEI, diversificar la matriz eléctrica sino tener mejoras importantes en calidad de aire, en la reducción de ruido y en el impulso de modelos de ciudades sostenibles.



5. Requisitos y retos para nuevas tecnologías

5

A nivel global el sector energético se encuentra en un proceso de transformación impulsado por la transición hacia sistemas de producción bajos en carbono, pero también por la irrupción de nuevas tecnologías, cuya implementación y despliegue deberán conducir a cambios estructurales en el suministro y consumo de energía.

En el sector eléctrico en particular, además del desarrollo de las fuentes no convencionales de energía renovable FNCER, han surgido un conjunto de recursos de energía distribuidos (DER) que afectan la forma en que se abastece y utiliza la energía. Estos recursos incluyen la generación distribuida (DG por sus siglas en inglés) –especialmente la generación fotovoltaica a pequeña escala, los sistemas de almacenamiento de energía y la gestión activa de la demanda (DSM), que comprende los mecanismos de respuesta de la demanda (DR) y las medidas de conservación y eficiencia energética (EE).

El desarrollo de los DER se ha apoyado en avances tecnológicos en dispositivos de monitoreo, medición, conversión y control de la energía, en particular con base en la electrónica de potencia, y en el abaratamiento y ubicuidad de las modernas tecnologías de información y comunicaciones. El objetivo de aplicar estas tecnologías es hacer posible un consumo de energía más flexible y eficiente, y alcanzar una mayor visibilidad y control de las redes de energía. Gran parte de estas innovaciones se han agrupado bajo el concepto de redes inteligentes (SG por sus siglas en inglés), entendido como la aplicación de las nuevas tecnologías para modernizar la red eléctrica, con el propósito de alcanzar un suministro y utilización de la energía más eficiente y seguro.

Esta transformación origina una serie de retos tecnológicos y regulatorios que deben identificarse, analizarse y superarse, para hacer realidad las nuevas oportunidades para el sector energético y sus distintos actores. Los DER, por ejemplo, se emplean como recursos físicos o virtuales dispersos en las redes de distribución, típicamente cerca de los puntos de consumo y usualmente ubicados en las instalaciones de los usuarios (“behind the meter”), no de las empresas. Estos recursos pueden utilizarse de manera individual o agregada, en este último caso en forma de plantas virtuales o de microrredes (*microgrids*), para servir a los consumidores, proveer servicios a la red eléctrica o ambas cosas.

En consecuencia, la modernización de la red eléctrica para integrar los DER y acomodar los flujos bidireccionales de energía resultantes, requiere cambios en la operación técnica y comercial de las redes de distribución. Por su parte los programas de DSM requieren emprender acciones orientadas a modificar los niveles y patrones de consumo de la energía. En general, la creciente diversidad y despliegue de tecnologías distribuidas, que brinda mayores opciones de suministro y consumo, requerirá evolucionar a modelos de organización más descentralizados, con nuevos mecanismos transaccionales de energía, esquemas de regulación de las interacciones entre agentes participantes y modalidades tarifarias.

Este capítulo analiza los principales requisitos y retos para la implementación de nuevas tecnologías relacionadas con la demanda de energía, en particular la utilización de DER y DSM en el sector eléctrico.

5.1 Características y Requerimientos para la Gestión de la Demanda

Tradicionalmente la demanda de energía ha sido considerada una variable exógena para los sistemas de suministro energético, la cual se estima con base en factores macroeconómicos

y condiciones específicas de suministro y utilización. Las proyecciones de demanda, más o menos fijas, sirven de base para la planeación y operación de los sistemas de abastecimiento. Sin embargo, las nuevas tecnologías hacen posible que los consumidores puedan tomar decisiones informadas sobre la utilización de energía, ajustando la cantidad y patrones de consumo de acuerdo con sus necesidades y conveniencia. Los diversos medios con que se puede ejercer control sobre el uso de energía se agrupan bajo el común denominador de gestión de la demanda (DSM).

La DSM consiste en una serie de programas, mecanismos y equipamientos para que los consumidores tengan un rol activo en decidir la cantidad y el momento en que requieren la entrega de la energía, lo que se conoce como respuesta de la demanda DR, y para que adopten medidas permanentes de conservación de energía y mejor uso de la misma, o de manera general de eficiencia energética EE. La gestión efectiva de la demanda tiene el potencial de reducir costos para los consumidores, reducir los requerimientos de inversión de las empresas de energía en infraestructura, aumentar la eficiencia operativa de los sistemas y contribuir a la reducción de los gases de efecto invernadero.

La gestión de la demanda puede dividirse entonces en acciones de Respuesta de la Demanda y de Reducción de la Demanda, como se describió en detalle en el capítulo anterior:

- La **Respuesta de la Demanda** busca que el consumo de los usuarios se transfiera de períodos de alta demanda a períodos de baja demanda. Esto reduce los requerimientos máximos de demanda del sistema, lo que representa ahorros de inversión en capacidad de generación adicional, y aplanar la curva de carga diaria, lo que permite suministrar energía más económica utilizando la denominada generación de base³⁵.
- Los programas de **Reducción de Demanda** (o **Eficiencia Energética**) buscan reducir el consumo de energía, usualmente mediante incentivos económicos. Dicha reducción puede provenir de un uso más eficiente de la energía sin disminuir su utilización, por ejemplo, mediante dispositivos de iluminación más eficientes como los LED, o por disminuir el requerimiento de energía (mediante su “conservación”) por una menor utilización de la misma, por ejemplo, al subir la temperatura de funcionamiento del aire acondicionado.

5.1.1 Aspectos Claves para una Efectiva Gestión de la Demanda

La experiencia internacional permite identificar los siguientes aspectos claves para una efectiva gestión de la demanda: diseño tarifario, incentivos económicos, acceso a información, tecnologías de control, nuevas empresas de servicios y mecanismos de verificación. Cada aspecto tiene distintos requerimientos e impactos en el comportamiento de los consumidores, de acuerdo con sus características. En todo caso una combinación costo-efectiva de programas y acciones debe producir los resultados más exitosos en materia de DSM.

³⁵ Generación con costos de inversión altos, pero costos de operación bajos, como la hidroeléctrica y nuclear, que resulta más económica en la medida que se utilice con altos factores de capacidad, por lo que se utiliza para abastecer la demanda de “base” del sistema.

a) *Diseño de Tarifas*

El diseño del régimen tarifario de la energía puede responder a múltiples objetivos, por ejemplo, beneficiar segmentos específicos de la población. No obstante, en la regulación moderna se busca la viabilidad económica de la prestación del servicio, con tarifas que reflejen el costo del servicio. Sobre todo, en el caso de la Respuesta de la Demanda, buena parte de su éxito radica en que los consumidores estén expuestos a un sistema de precios adecuado, para que estos tomen decisiones con base en señales económicas y estas sean eficientes.

Obviamente el diseño tarifario con menores incentivos es una tarifa plana que no distinga los períodos de consumo, sin embargo, esta puede complementarse con una tarifa de demanda que penalice los consumos altos de potencia o con una tarifa que se incrementa por bloque de consumo. Una alternativa más efectiva es introducir una tarifa de periodos de punta (*Peak Pricing*), incrementando los precios en los períodos de máxima demanda. Una generalización de este método es usar tarifas por Tiempo de Uso (*Time of Use*), en las que el precio de la energía varía por bloques de tiempo específicos en el día.

Idealmente, debería llegarse a un sistema de tarifas de tiempo real (*Real-Time Pricing*), en las que el precio varía continuamente según el momento de consumo. En la práctica no se pretende tener precios instantáneos, sino que se busca determinar precios en intervalos cortos, generalmente para cada periodo de operación del mercado (p.ej. cada hora), en la medida que estos puedan calcularse y comunicarse de manera oportuna.

Evidentemente los diseños tarifarios en tiempo real son los más efectivos, pero requieren tener la capacidad de determinar el precio de la energía y comunicarlo a los consumidores en un corto plazo. Esto requiere contar con procedimientos y sistemas de operación comercial avanzados, así como las capacidades de comunicación y equipamiento adecuado por parte de las empresas de servicio y los consumidores.



Implementación de Precios en Tiempo Real en el Mercado de Energía

La implementación de un sistema de precios en tiempo real en el mercado de energía nacional tiene una serie de requisitos, que van más allá de la necesaria tecnología para suministrar información actualizada de precios y la instalación de medidores que tengan la capacidad de registrar los consumos y excedentes de energía en períodos cortos de tiempo.

En primer lugar, requiere el cálculo de precios firmes en el mercado de energía spot (la bolsa), lo que se logra con un mecanismo de precios ex ante y no de precios ex post como existe ahora, que solo permite conocer el precio de la energía después del consumo. Igualmente se beneficia de la operación de mercados intradiarios, que permitan un cálculo de precios que refleje las condiciones de oferta y demanda actuales del sistema, y de la utilización de precios marginales nodales o localizados, que den una señal económica eficiente en los puntos de utilización de la energía.

Por otro lado, también se requieren modificaciones en las fórmulas tarifarias, para que la señal de precios se traslade efectivamente al costo de energía de los usuarios. La fórmula tarifaria actual, además de ser plana y predominantemente volumétrica, contiene mecanismos de traspaso de precios de energía que utilizan promedios y precios de

referencia que diluyen las señales para un consumo eficiente. Igualmente, la existencia de subsidios cruzado en las tarifas de consumo residenciales, que puede justificarse por otros motivos, va en contravía de tener una señal de precio eficiente.

b) Incentivos Económicos

Los programas de reducción de demanda requieren frecuentemente modificar el patrón de consumo de los usuarios, por ejemplo, reprogramando el momento en que se realizan ciertas actividades. Así mismo, es común la necesidad de financiar la compra e instalación de equipos más eficientes, que aun teniendo un costo de operación menor requieren una inversión inicial. Para influir en el comportamiento de los consumidores como en los casos mencionados, se ha encontrado que es efectivo recurrir a incentivos directos que se traduzcan en un beneficio económico por participar en la DSM.

Entre los incentivos económicos que más se utilizan se encuentran el otorgar algún tipo de beneficio tarifario o descuento por contribuir a los programas de DSM, pagos directos por participar en programas piloto de RD, subsidios para la instalación de equipos más eficientes o para la instalación de tecnologías de medición y comunicaciones requeridas.

c) Acceso a Información

Cuando los usuarios tienen acceso a información más detallada y oportuna con respecto a su consumo de energía, y sobre los precios de energía y/o a las condiciones de suministro de energía, se convierten en consumidores mejor informados y más activos respecto al manejo de la demanda, por interés económico o de otro tipo.

El caso más básico es el del usuario que recibe una factura mensual con la cantidad y el valor total de consumo, y posiblemente información sobre los componentes de la tarifa. El primer paso consiste usualmente en incluir en la factura información histórica del usuario, tal como los consumos totales y promedio (en cantidad y precio) del mismo en los períodos precedentes. También se ha encontrado útil incluir información comparativa del consumo, con respecto al área de servicio o usuarios con características similares.

El siguiente paso es suministrar al usuario información más detallada, respecto a su consumo en períodos específicos (p.ej. diarios) y las tarifas aplicadas, o sobre la utilización de aparatos específicos. Esto requiere el uso de aplicativos vía internet u otro canal de comunicación y eventualmente instalación de equipos de monitoreo y medida especiales, con capacidad de comunicación y despliegue de información en el sitio de consumo.

De igual manera debe suministrarse información sobre los programas de DR y EE existentes, y la manera en que los usuarios pueden participar y beneficiarse de los mismos. Una versión sencilla de esto es por ejemplo el rotulado de equipos más eficientes con información del ahorro esperado. En general las campañas de educación y promoción de DSM para los usuarios de energía, por distintos medios y a distinto niveles, debe ser parte de una estrategia integral de gestión activa de la demanda.

d) *Tecnologías de Monitoreo y Control de Energía*

En estados avanzados de DSM, los usuarios requerirán instalar la tecnología necesaria para adquirir información de precios y condiciones de suministro (casi) en tiempo real, para monitorear de manera detallada su consumo de energía y para tener un control efectivo sobre el mismo, con base en señales de precio, ambientales o de otro tipo. Por ejemplo, utilizando software y/o equipos programables que controlen automáticamente la climatización de los espacios, programe el uso de equipos y su ciclos de consumo, y maneje la conexión y desconexión de dispositivos específicos como los de iluminación. Idealmente, un sistema de manejo de energía local integraría todas estas funciones.

Para el caso de los mecanismos de RD también se requiere una comunicación directa con las empresas de servicio (por ejemplo, con agregadores de servicios de demanda) y/o los operadores de las redes eléctricas, para coordinar las acciones de reducción de consumo y eventualmente permitir el control directo de la carga a dichas entidades, para poder participar activamente en esquemas de transacciones. Esto último es conveniente o en ciertos casos necesario para la prestación de servicios automáticos de DR a la red eléctrica, asegurando su cumplimiento y remuneración en los mercados de energía.

Idealmente, apoyados en el desarrollo de las tecnologías de SG, las casas, edificios e industrias estarían dotados de sistemas centralizados de control de energía, con las capacidades de programación, medición, control y comunicaciones necesarias y suficientes. Esto habilitaría el uso avanzado de la DSM incluyendo el manejo de la carga de vehículos eléctricos, junto con un uso óptimo de recursos de generación distribuida propios (e.g. paneles solares), dispositivos de almacenamiento de energía, y la entrega de energía y servicios a la red eléctrica de acuerdo con la conveniencia y preferencia de los consumidores individuales.

e) *Nuevas Empresas de Servicios*

En ocasiones es posible que una empresa que presta el suministro de energía a usuarios no esté interesada en promover los programas de DSM, ya sea como Respuesta de Demanda o de Eficiencia Energética. Entre otras razones porque la empresa puede considerar que no hace parte de su línea de negocio y que más bien estos programas tienden a reducir las ventas de energía y disminuir su base de ingresos, o simplemente porque considera que no tiene la especialización requerida ni desea desarrollarla. En estos casos las empresas pueden no incentivar la utilización de DSM, o hacerlo de manera nominal pero no efectiva. Por otro lado, los mismos consumidores pueden tener interés en participar en la DSM, pero no tomar acciones por falta de conocimiento y preparación, por falta de escala suficiente, por dificultades en instalar y operar el equipamiento requerido, por los costos administrativos o por falta de tiempo y/o recursos para su gestión.

En tales casos es fundamental la actuación de nuevas empresas especializadas de servicios energéticos (ESCOs por sus siglas en inglés), diferentes a la empresa de suministro o incumbente, para activar y dinamizar los mecanismos de DSM. Dichas empresas pueden tomar por ejemplo la forma de agregadores o concentradores de recursos de Respuesta de Demanda, que se encargan de realizar acuerdos con grupos de usuarios y crear portafolios de recursos agregados para participar como intermediarios en los mecanismos de DR. Dichas empresas disminuyen los costos de

transacción y administrativos para los usuarios, se encargan de la medición y control de la participación en los esquemas de DR de sus clientes, y disminuyen el riesgo de cumplimiento frente al sistema.

En el caso de los programas de eficiencia energética, también es conveniente el desarrollo de empresas especializadas para ayudar a los usuarios de todo tipo a diseñar, planear e implementar medidas que conserven energía o aumenten la eficiencia en su utilización. Dichas empresas pueden realizar auditorías energéticas, y estudios de factibilidad y prediseño de proyectos de EE para los usuarios. O encargarse totalmente de todas las actividades de ingeniería, compra, montaje, pruebas y puesta en servicio de equipos y sistemas para reducir la demanda de energía.

Como mínimo el marco regulatorio debe prever la participación de estas empresas en el mercado de energía, y en la medida que es su competencia, establecer reglas para regular la interacción de las empresas con los usuarios de energía, incluyendo la remuneración y mecanismos de protección. Así mismo debe prever que no existan prácticas discriminatorias y restrictivas de la competencia de las empresas incumbentes respecto a estas nuevas empresas de servicios eléctricos.

f) Mecanismos de Verificación

Para certificar la participación y cumplimiento, medir los resultados, obtener realimentación y generar confianza en la DSM entre los distintos actores, es fundamental que existan mecanismos efectivos y creíbles de verificación de los resultados e impacto de la DSM sobre distintos horizontes de tiempo. Estos mecanismos deberán apoyarse al máximo en las tecnologías de SG, con base en medidas reales y análisis estadísticos de la información adquirida de los usuarios.

El nivel más básico de medición y verificación se da mediante la comparación de los datos ex post de uso de energía con referencias a datos históricos y promedios de consumo de los usuarios. El siguiente estado es poder estimar la contribución real de los distintos mecanismos de DR, y cuantificar los beneficios capturados en los programas de reducción de demanda (EE), lo que requerirá métodos de procesamiento de datos y analíticos más avanzados (*data analytics*).

5.1.2 Contribución de las Redes Inteligentes a la Gestión de la Demanda

Las redes inteligentes (SG) proveen las capacidades y modularidad requerida para que la gestión de la demanda sea costo-efectiva y conveniente para los usuarios. Así, la creciente penetración de medidores inteligentes, con diferentes funcionalidades y capacidades de registro, almacenamiento y comunicación de datos, constituye el primer eslabón para que las residencias, comercios e industrias accedan a información de consumo y precios, se conectan a las extensas redes de datos modernas, y su comportamiento sea visible en la operación continua de balance de producción y consumo en la red eléctrica.

Las tecnologías de SG dotan a los programas de DSM con ventajas adicionales con respecto a las que se tenían en un pasado, tales como:

- **Información en Tiempo Real.** Como se mencionó anteriormente, la prevalencia de los medidores inteligentes beneficia a los usuarios, y adicionalmente permite que las empresas de energía recolecten y puedan analizar una cantidad masiva de datos de

consumo, en intervalos de minutos, en lugar de solo contar con las lecturas mensuales de los medidores convencionales. Esto permite aplicar técnicas avanzadas de análisis de grandes cantidades de datos (*big data analytics*) para entender y diseñar estrategias de intervención en los patrones de consumo de energía.

- **Comunicación Bidireccional.** La ubicuidad y bajos costos de las redes de datos modernas permite el intercambio de información entre usuarios y empresas de energía, de manera que estas se puedan comunicar prácticamente en tiempo real con toda la base de consumidores en su área de servicio. Así, los usuarios pueden recibir información actualizada de precios y consumo, mientras que las empresas pueden visualizar en tiempo real el estado de la red eléctrica, detectar problemas de suministro, verificar el cumplimiento de acciones de respuesta de demanda y recolectar información agregada de consumo.
- **Integración de Sistemas de Información de las Empresas.** La conformación de las redes inteligentes permite que las empresas integren sus sistemas de información en plataformas unificadas, con capacidades de análisis sistemático de datos para toma de decisiones (*data analytics for business intelligence*). Esto apoya el diseño de programas y la orientación estratégica con base en los datos reales y actualizados de la base de consumidores.

El apalancamiento de la DSM con base en redes inteligentes depende en parte de medidas regulatorias que le den viabilidad. En primer lugar, respecto a mecanismos tarifarios para financiar la inversión en SG por parte de los usuarios o para recuperar las inversiones por parte de las empresas. Adicionalmente para crear las reglas y procedimientos que dinamicen los esquemas de Respuesta de la Demanda y transacciones resultantes. Aún más, con medidas para que la demanda sea un participante activo en los mercados mayoristas, tal como los recursos de generación, redundando en una mejor formación de precios.

Igualmente se requiere el esfuerzo de las empresas de energía para ofrecer nuevos y mejores servicios de DSM con base en las SG, adaptados a las necesidades de su base de usuarios, permitir la coordinación con otras empresas que ofrezcan productos complementarios a los usuarios, desarrollar programas pilotos para investigar, probar e implementar tecnologías de DSM, y mantener campañas de educación y promoción de DSM para los usuarios

5.2 Requerimientos de Regulación para la Integración de los DER

El empleo de recursos como la generación solar fotovoltaica a pequeña escala y los dispositivos de almacenamiento de energía conectados al nivel de las redes de distribución, junto con la implementación de esquemas de respuesta de demanda y la integración de vehículos eléctricos a la demanda de energía, representa un cambio significativo en las características operativas de las redes de distribución en los sistemas eléctricos. Como consecuencia, los sistemas de distribución están dejando atrás su tradicional papel pasivo, de ruta para la energía proveniente del sistema de transmisión hacia los puntos de utilización, y tomando un papel activo y en buena parte central en la transformación del servicio eléctrico.

Lo anterior crea desafíos para la gestión y operación de las redes de distribución y su regulación. De hecho, el régimen regulatorio de la comercialización y distribución de energía juega un papel primordial para permitir la adecuada integración de las DER a las redes de distribución y su participación efectiva en el abastecimiento de energía, y en preservar la calidad y seguridad del servicio para los usuarios de las redes, así como para mantener la

neutralidad y trato equitativo con respecto a las distintas opciones y recursos de energía del sistema.

5.2.1 Generación Distribuida y los Prosumidores

La generación distribuida (DG) consiste en una serie de equipos a pequeña escala y modulares diseñados para producir electricidad, usualmente a partir de energía solar fotovoltaica, y frecuentemente ubicadas en las instalaciones de los usuarios (“behind the meter”), con conexión directa a la red de distribución³⁶. En esta categoría también pueden incluirse los dispositivos de almacenamiento de energía y los sistemas de cogeneración. El desarrollo de las tecnologías de generación distribuida y la disminución en su costo dan a los usuarios la opción de contar con un suministro de energía alternativo al tradicional de conexión a la red eléctrica.

Esta opción tiene sus antecedentes en el modelo de generación de respaldo con unidades diésel utilizado por usuarios industriales y comerciales en zonas con baja confiabilidad para alimentar cargas críticas. Sin embargo, este uso se limita normalmente a ser un suplemento del suministro de la red eléctrica, a un mayor costo, para los casos en que haya una interrupción del servicio por cualquier motivo. También, aunque se asemeja, no corresponde enteramente al modelo tradicional de autogeneración de los usuarios industriales, que comúnmente destinan la producción eléctrica de procesos de cogeneración a abastecer de forma parcial el consumo propio, utilizando la red como respaldo en caso de que las unidades propias estén fuera de servicio.

La generación distribuida “detrás del medidor” es un esquema de uso más reciente y con un propósito diferente, en el que el usuario decide instalar una combinación de equipos de generación (usualmente de FNCER), almacenamiento y control de energía, para el consumo propio y también con el objetivo explícito de intercambiar excedentes y faltantes de energía de manera bidireccional con la red eléctrica. Dado el carácter variable de la mayoría de generación distribuida renovables, este modo de operación se espera ocurra en la mayoría de días.

El deseo de tener un suministro autónomo, de reducir los costos de electricidad, de obtener mayor confiabilidad o de causar un menor impacto ambiental son las principales motivaciones para instalar generación distribuida. Internacionalmente, la aplicación de subsidios y de regímenes tarifarios especiales cuando se basa en energías renovables no convencionales (p.ej. *feed-in-tariffs*), ha jugado un papel importante en la expansión de la generación distribuida. En todo caso el costo unitario de generación de estas tecnologías ha disminuido apreciablemente en la última década.

Los propietarios de generación distribuida conectados a la red asumen entonces una doble condición de productores de energía que inyectan excedentes de energía en las redes de distribución, y de consumidores que retiran faltantes de energía de la red. De ahí su nombre de “prosumidores”. Los prosumidores son usualmente usuarios informados y conocedores de su consumo y de las nuevas tecnologías, preocupados por la sostenibilidad ambiental, y que tienden a adoptar prácticas de conservación y eficiencia energética.

³⁶ También existe generación distribuida de propiedad de las empresas de energía, caso en el cual su utilización está controlada por la misma empresa y su tratamiento tiene características similares a otras fuentes de generación del sistema.

El surgimiento de la generación distribuida y de los prosumidores en particular, como una componente significativa de los DER, ha generado inquietudes con respecto a los cambios en las políticas y regulaciones requeridos para su integración y participación en la red eléctrica. Entre estos requerimientos se cuenta la definición de esquemas tarifarios apropiados para la energía inyectada a la red, las condiciones de acceso a la red eléctrica, la recuperación de los costos por respaldo de la red y otros servicios, el impacto en los costos sobre el resto de usuarios conectados a la red, el impacto sobre la calidad y seguridad operativa de las redes de distribución, y la protección contra prácticas discriminatorias por parte de las empresas de energía establecidas.

5.2.2 Aspectos Claves del Diseño Tarifario en Redes con DER

La incorporación de la DER en las redes de distribución representa un reto para la regulación de la distribución y comercialización de la electricidad, en particular crea inquietudes sobre el régimen tarifario más apropiado para que haya una distribución equitativa de beneficios y costos entre las empresas que proveen el servicio eléctrico y/o propietarias de las redes, los usuarios con DG o “prosumidores” y los usuarios sin DG o consumidores tradicionales (ver Cuadro siguiente).



Diseño de Tarifas Eléctricas y Nuevas Tecnologías

Los entes reguladores del servicio eléctrico tienen la difícil tarea de encontrar un equilibrio entre los intereses de los usuarios y las empresas e inversionistas del sector, de acuerdo con el interés público y las políticas sectoriales del país. Uno de los principales instrumentos de la regulación para alcanzar dicho balance es la fijación de tarifas para la prestación del servicio eléctrico.

En general, la regulación económica busca establecer tarifas en niveles que permitan recuperar los costos eficientes del servicio, asegurar la viabilidad financiera y sostenibilidad de las operaciones de las empresas, atraer inversión privada, satisfacer los requerimientos de la demanda presente y futura, y garantizar estándares mínimos de calidad y confiabilidad del servicio.

Las tarifas deben permitir realizar las inversiones necesarias para remplazar y expandir la infraestructura eléctrica, y realizar las actividades de operación y mantenimiento de la misma que permitan una óptima prestación del servicio. Al mismo tiempo, deben ser asequibles y equitativas para la mayor parte de la población, apoyar la competitividad y crecimiento de los sectores económicos que usan electricidad y evitar la remuneración excesiva de las empresas. Niveles de tarifas muy bajos o muy altos son igualmente perjudiciales para la sostenibilidad del sector.

Como se analizó en la sección anterior y se explica en esta sección, el diseño tarifario también juega un papel clave en la incorporación efectiva de nuevas tecnologías de DSM y DER en la provisión del servicio eléctrico, por lo que constituye uno de los desafíos importantes para este fin. Más aun, como aquí se señala, el régimen tarifario busca alcanzar diversos objetivos, varios de los cuales son contrapuestos. En este sentido incentivar el uso de nuevas tecnologías es un objetivo adicional, y el mayor reto no es seleccionar y adoptar un esquema tarifario con este exclusivo propósito, sino encontrar el equilibrio adecuado entre los distintos objetivos del servicio eléctrico.

a. *Retos de la Remuneración de la DG*

Varios factores afectan de manera importante la estructura y cálculo de las tarifas eléctricas. Uno de ellos es la división entre costos fijos y costos variables del servicio, y como esto se reflejan y recuperan en las tarifas pagadas por los usuarios. Por ejemplo, en una tarifa puramente volumétrica en \$/kWh, todos los costos fijos se variabilizan y recuperan en las ventas de energía. En la medida que los usuarios instalen DG y se conviertan en prosumidores que reciben una remuneración a través de pagos directos o netos por la energía inyectada a la red, dejan de pagar los costos fijos –usualmente de inversión en las redes ya instaladas– o adicionales a la energía, y las empresas del sector no podrían recuperar la totalidad de sus costos incurridos para proveer los servicios de red a precios razonables.

Alternativamente, para mantener la viabilidad de las operaciones, los costos no recuperados se cargarían a los usuarios sin DG, que enfrentarían aumentos tarifarios significativos y efectivamente resultarían subsidiando la conexión a la red eléctrica de los usuarios con DG. También en la medida que los usuarios sin DG usualmente pertenecen a niveles de la población con menor información y recursos, el esquema tarifario de remuneración de la DG puede convertirse en una política altamente regresiva.

Estas discusiones también se han presentado en el contexto de la aplicación de políticas tarifarias del tipo medición neta (*net metering*) como en EE. UU. o de tarifa garantizada (*feed-in-tariff*) como en el caso de Europa, como mecanismo de incentivo para las instalaciones de energías renovables no convencionales. Estas políticas resultan en un pago por la energía entregada a la red por la DG a los precios de las tarifas minoristas o superiores, en ambos casos más altos que los precios mayoristas que recibe la generación centralizada.

En el caso de la medición neta, el debate se centra en cual debe ser el valor apropiado de compensación de la energía de la DG, sea el precio mayorista, la tarifa minorista o producto de otro tipo de valoración. Además del método de valoración que se adopte, debe tenerse en cuenta las características del sistema, los efectos por la localización dentro de la red eléctrica, los refuerzos y protecciones adicionales requeridos en la red para integrar la DG, así como el ahorro en pérdidas de energía y costos de transporte por la cercanía de la DG a los puntos de consumo.

En el caso de la tarifa garantizada, la mayor preocupación es como pagar la diferencia entre el valor de dicha tarifa y el precio normal de la energía. Básicamente existen dos opciones, el extra costo se puede subsidiar con fondos públicos, siendo pagado por todos los contribuyentes, o se puede distribuir entre los demás usuarios del servicio, mediante incrementos en las tarifas eléctricas. El aumento de las tarifas puede incentivar mayor adopción de DG, reduciendo los ingresos de las empresas y afectando la sostenibilidad de las operaciones, con las consiguientes presiones a desmejorar la calidad del servicio y seguir incrementando las tarifas de los consumidores conectados a la red, en un círculo vicioso.

b. *Opciones Tarifarias para las DER*

La discusión sobre el régimen tarifario apto para la integración de las DER se extiende más allá de los conceptos presentados anteriormente. Es importante considerar que las

tarifas actuales fueron diseñadas para un sistema con un flujo predominantemente unidireccional desde las plantas de generación hasta los consumidores a través de las redes de transmisión y distribución, y no para la situación de múltiples fuentes dispersas de generación en las instalaciones de los consumidores, por lo que se requiere una revisión sustancial. Por ejemplo, para tener una mayor identificación, separación y remuneración de los costos fijos de prestación del servicio eléctrico.

Diferentes posiciones sobre la remuneración de la DG también reflejan los diferentes intereses y puntos de vista sobre la misma. Así, las empresas que prestan el servicio a través de la red eléctrica se preocupan de que un creciente número de paneles fotovoltaicos instalados por sus usuarios reducirá las ventas de energía y los ingresos necesarios para operar la red de manera confiable³⁷, a precios razonables y recuperar sus inversiones. Por su parte los usuarios con instalaciones solares FV se preocupan de la factibilidad económica de sus inversiones bajo esquemas tarifarios que no reconozcan el valor aportado por sus sistemas en términos de costos evitados, mayor diversidad y resiliencia de la red y menores impactos ambientales. En contraste, los usuarios sin DG se preocupan de que los consumidores que no tienen la posibilidad, recursos o interés de convertirse en prosumidores terminen asumiendo el costo de integración de las DG y el déficit de las empresas de energía a través de incrementos en las tarifas. Finalmente, las autoridades del sector se preocupan por cómo se planearán y financiarán las inversiones para el mantenimiento, remplazo y expansión de las redes en áreas con una base de consumo incierta.

Reconciliar estos diferentes puntos de vista es tal vez el desafío regulatorio más importante para el desarrollo e integración de la DG, y un diseño tarifario apropiado debe procurar dar opciones que sean equitativas para todas las partes. A manera ilustrativa y sin entrar en un análisis pormenorizado, en la siguiente tabla se presenta y comparan un menú de opciones tarifarias aplicadas o propuestas en diversos sistemas considerando la remuneración de la DG y otros criterios.

Tabla 16 Opciones de Diseño Tarifario

Tipo de Tarifa	Características	Remunera DG	Asigna Costos	Desplaza Demanda
Medición Neta	Cargo o crédito por el balance neto entre consumo y generación	X		
Cargos por usuario	Recupera costos fijos como un cargo separado por usuario		X	
Factura mínima	Valor mínimo por factura independiente del consumo		X	
Tiempo de uso	Tarifa variable de acuerdo con el período de consumo	X	X	X
Cargo por demanda	Pago de cargo por demanda máxima del usuario		X	X

³⁷ La integración de la DG también presenta dificultades técnicas por la variabilidad de la magnitud y dirección de los flujos eléctricos en la red de distribución, por ejemplo, respecto a la regulación de voltaje y la coordinación de protecciones. Estos temas de orden técnico deben abordarse en el marco de la revisión de los códigos de redes para la integración de DG y no se discuten en este documento.

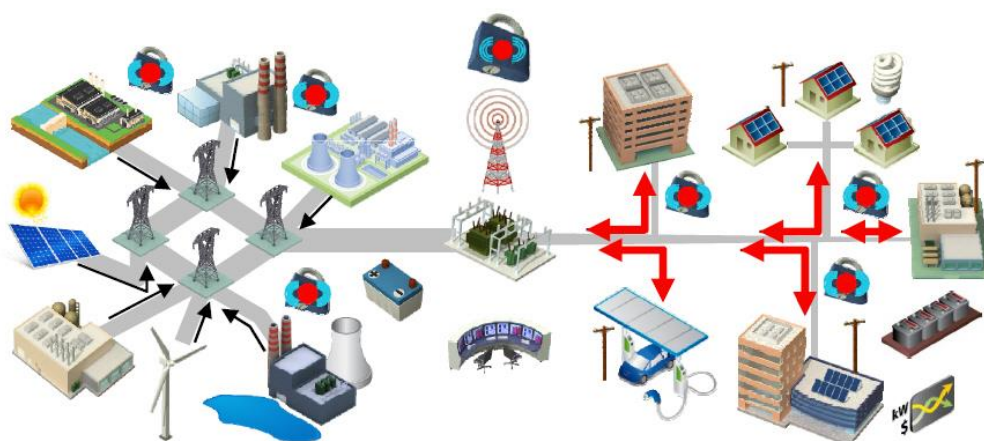
Tipo de Tarifa	Características	Remunera DG	Asigna Costos	Desplaza Demanda
Cargos por inversión	Cargo explícito para recuperar inversiones en la red		X	
Cargo por suscripción	Cargo fijo por conexión a la red en función de la demanda máxima		X	
Cargo por respaldo	Cargo fijo para recuperar costos de conexión y uso de la red		X	
Cargo bidireccional	Aplica cargo de redes en cualquier sentido de flujo de energía.	X	X	
Tarifa garantizada	Se garantiza un pago fijo por unidad de energía entregada.	X		
Tarifa por valor	Se fija un valor de pago de la energía refleja beneficio social	X		

Fuente: Migden-Ostrander (2016)

5.3 Nuevos Modelos de Organización y Esquemas Regulatorios

La combinación de las distintas opciones de generación distribuida, dispositivos de almacenamiento, mecanismos de respuesta de demanda y uso de tecnologías de SG para el manejo activo de las redes, está llamado a cambiar el panorama de la operación de las redes de distribución y lleva a pensar en la necesidad de nuevos modelos de organización y esquemas regulatorios para la comercialización de la energía. Aunque es prematuro predecir el resultado de la interacción futura de todas estas tecnologías, se empiezan a identificar tendencias respecto a la prospectiva de la operación futura de las redes de baja tensión, como se describe en esta sección.

Ilustración 44. La red eléctrica del futuro



Tomorrow's Power System: A Smart Grid

Fuente: Electric Power Research Institute (EPRI)

5.3.1 Nuevos Modelos de Negocio para las Empresas de Energía

Las autoridades y empresas del sector están empezando a explorar transformaciones, en algunos casos radicales, en los modelos de negocio de las empresas de energía para permitir su adaptación a los cambios tecnológicos y en el comportamiento de los usuarios. Esta reorganización de los servicios dependerá tanto de cambios regulatorios como en las prácticas corporativas.

Desacoplamiento de Ventas e Ingresos

Un aspecto fundamental para las empresas es asegurar ingresos estables que les permitan ofrecer un servicio confiable y asegurar la sostenibilidad de las operaciones, a pesar del impacto de programas de reducción de demanda y el crecimiento en el número de prosumidores. Para esto ha tomado fuerza la idea del desacoplamiento (*decoupling*) entre las ventas de energía y los ingresos de la empresa.

Mediante el uso de un mecanismo para separar los ingresos de las ventas de energía, se remueve el interés para incrementar las ventas y se pueden alinear los intereses de las empresas con los de los usuarios, con y sin DG. Una manera en que este desacople puede implementarse consiste en definir primero un ingreso requerido por la empresa y la tarifa volumétrica correspondiente, de manera convencional. Sin embargo, los faltantes (o excedentes) en los ingresos obtenidos por cambio en las cantidades de energía entregada se contabilizan como un ajuste de precio para el siguiente período de cálculo de tarifas. En todo caso los costos adicionales se deben distribuir de manera equitativa entre las distintas clases de consumidores, utilizando alguno de los esquemas tarifarios mencionados en la sección anterior.

Regulación por Incentivos

Mediante este tipo de enfoque regulatorio se asegura a la empresa una tasa de retorno sobre sus inversiones con base en su desempeño respecto al cumplimiento de indicadores previamente establecidos, por ejemplo, de expansión de las redes, de niveles de pérdidas, de calidad del servicio, de confiabilidad del suministro, de eficiencia en gastos administrativos o de otro tipo. Este mecanismo da flexibilidad a los reguladores para establecer hacia qué áreas deberían orientarse los esfuerzos de las empresas, y para conmensurar la remuneración de las empresas con su desempeño, de acuerdo con baremos preestablecidos.

Diversificación de Servicios

Consiste en permitir a las empresas ofrecer nuevos servicios y recibir pago por los mismos, de los usuarios o de otras empresas que se benefician de ello. Esto reduce la presión de recuperar todos los costos a través de las ventas de energía. Estas actividades pueden estar relacionadas con suministro de información, análisis técnicos o mano de obra calificada, y de manera más general ofreciendo la gestión de programas de respuesta de la demanda (p.ej. como agregador de RD) y de asesoría en programas de eficiencia energética. También sería posible pensar en prestar servicios de almacenamiento de energía y de carga rápida de vehículos eléctricos.

En este caso la empresa puede competir con otras que se dedique al mismo tipo de actividades. Desde el punto de vista regulatorio se requiere establecer la separación entre actividades reguladas, establecer cargo para estas últimas y establecer códigos de conducta para evitar prácticas discriminatorias o anticompetitivas.

5.3.2 Nuevos esquemas operativos y regulatorios

La penetración y empleo extendido de los recursos energéticos distribuidos también abre nuevas posibilidades de organización del suministro, de modelos de operación y de regulación de la prestación del servicio eléctrico.

Microredes

Las microredes consisten en redes locales delimitadas geográficamente que agrupan y controlan la operación de un conjunto de recursos de generación y demanda. Las microredes son abastecidas por distinto tipos de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento de energía. Dependiendo del tipo de red y modalidad de operación, la microred puede ser autónoma o no. En el caso más común la microred funciona conectada a la red eléctrica, pero puede operar de manera aislada si se requiere.

Las microredes tienen aplicación en zonas especiales como centros militares, campos universitarios o parques industriales, ofreciendo ventajas de controlabilidad y confiabilidad, pero aún tienen costos altos de inversión y operación. Como organización alternativa para el remplazo de la conexión a la red eléctrica son aún un concepto en prueba, con excepción de zonas remotas y aisladas a donde no llegan las redes eléctricas. Se espera que sean gestionadas por grupos de usuarios más que por las empresas de energía, aunque su gestión podría desarrollarse como un servicio adicional.

Por tanto, como funcionan hoy en día las microredes son principalmente soluciones técnicas para el control centralizado a nivel local de un conjunto de equipos, no una plataforma para transacciones de energía o un modelo alterno de prestación del servicio. El desarrollo de las microredes dependerá de definir esquemas apropiados de propiedad, gobernanza y de responsabilidades técnicas y comerciales para el funcionamiento de las mismas. En este sentido falta mayor desarrollo del concepto de microrredes para aplicarlo como solución de servicio³⁸.

Sistemas Transaccionales en las Redes de Distribución

Otra visión de prestación futura de servicios eléctricos prevé el desarrollo de sistemas transaccionales de mercado a nivel de las redes de distribución, con las empresas distribuidoras asumiendo un rol de operador independiente de la red y administrador de una plataforma de negocios (DSPP por sus siglas en inglés), coordinando las interacciones de empresas comercializadoras de energía, generadores distribuidos y consumidores en un entorno competitivo. El objetivo es dar aún más control a los usuarios sobre el suministro y la comercialización de energía y otros servicios.

Una extensión de esta visión traslada a nivel minorista el tipo de coordinación que se da en los mercados mayoristas, con operadores de sistemas de distribución (DSO por sus siglas en inglés) como entidades neutrales para la coordinación de la operación de los recursos distribuidos en la red, y facilitadores de transacciones comerciales entre los agentes conectados a la red local. Esto también implica un grado de coordinación con el operador del sistema de transmisión y con las plataformas de los mercados mayoristas. Eventualmente

³⁸ Previsiblemente, las microrredes tendrían mayor aplicación, al menos inicialmente, en zonas no interconectadas a la red, y que no cuentan con servicio eléctrico.

el DSO podría tomar un rol de planificador de la expansión de las redes de distribución, y las inversiones estarían a cargo de los participantes individuales.

La implementación de este tipo de organización requerirá una reforma regulatoria profunda de la distribución y comercialización de energía, y hace un uso extensivo de las tecnologías de SG para el intercambio continuo de información y datos. Igualmente necesita un esfuerzo significativo para establecer procedimientos de coordinación y desarrollo detallado de los sistemas transaccionales de distribución y su rol dentro del mercado de energía.

6. Escenarios



6

6.1 Introducción

En este capítulo se abordan las proyecciones de los escenarios de penetración de las tecnologías de eficiencia energética como complemento a los escenarios de penetración de FNCER desarrollados en el Informe No. 1 del presente estudio.

La proyección de escenarios de demanda de energía a nivel país está conducida principalmente por los usos finales de la energía, mientras que la proyección de la oferta está basada en la optimización de los recursos disponibles. En ambos enfoques de proyección se presentan diferentes energéticos sustitutos que, a su vez, mantienen un balance global de consumo, producción y reservas.

De acuerdo con lo anterior, se extendió el análisis de proyecciones del informe anterior, identificando las tendencias de uso de la energía y de consumo de cada sector para proyectar las tasas de crecimiento y la penetración de las tecnologías de eficiencia energética disponibles para cada uso.

La metodología de proyección se mantiene a través de los mismos escenarios del lado de la oferta, esta vez proponiendo una penetración de eficiencia energética del lado de la demanda, en los escenarios bajo, medio y alto. Estos escenarios consideran las tecnologías que tienen más impacto en la eficiencia energética y en la reducción de emisiones de CO₂, como indicador principal de la Misión de Crecimiento Verde.

6.2 Modelamiento de las tecnologías de Demanda

En el Modelo de simulación se incorporaron nuevas variables para representar la penetración de eficiencia energética en la canasta energética del país. La mayoría de las variables del lado de la demanda también se utilizaron en la proyección de escenarios de FNCER para mantener el balance entre la demanda y la oferta, sin embargo, en este informe se desarrollan estas variables con mayor detalle. Las variables introducidas aparecen listadas en la siguiente tabla.

Tabla 17. Variables Incorporadas en cada escenario de eficiencia energética

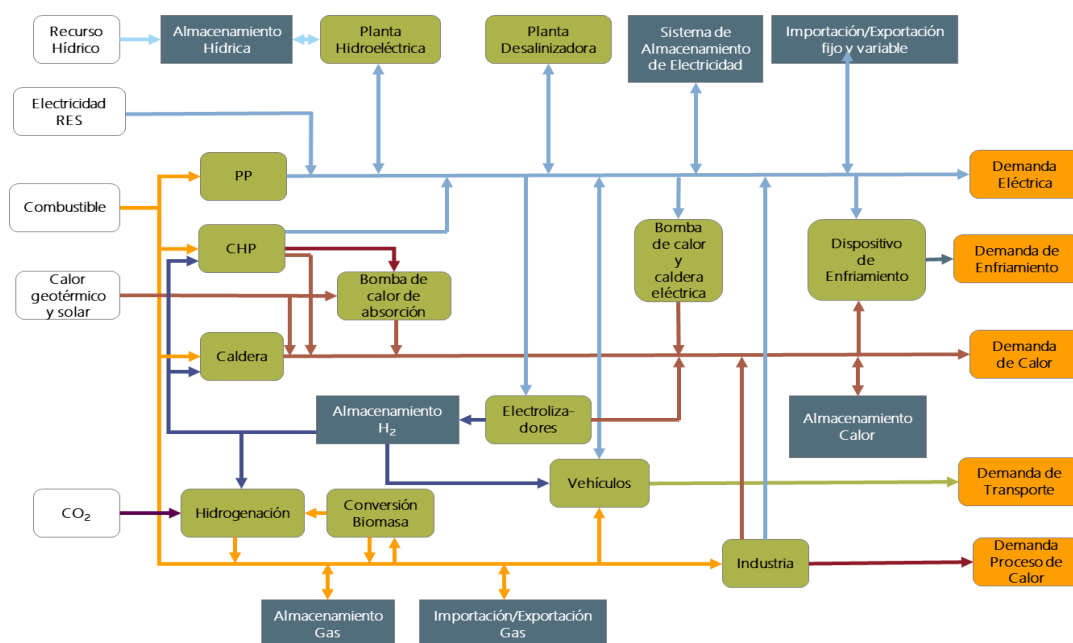
Variables Incorporadas	Variables Incorporadas
Totales de Demanda Eléctrica	Consumo de combustibles fósiles en Transporte
Demanda Eléctrica para procesos térmicos Proveniente de electricidad	Consumo de Jet Fuel para transporte
Demanda Eléctrica para procesos de Enfriamiento	Consumo de Diesel para transporte
Demanda Eléctrica para Transporte	Consumo de gasolina para transporte
Demanda Eléctrica de Importaciones (Fija o coordinada) desde otros países	Consumo de gas Natural para transporte
Demanda Eléctrica desconectable (o flexible)	Consumo de GLP para transporte
Demanda Térmica	Consumo de Electricidad para transporte
Calefacción individual	Metros
Eficiencia térmica	Transporte de carga
Calderas a Carbón	Consumo de EVs con carga Smart
Calderas con derivados de petróleo	Consumo de EVs con carga Inteligente
Calderas de Biomasa	Inyección a la red de Transporte
Cogeneradores	Max porción de EVs durante la hora pico
Demanda de enfriamiento por Edificio	Capacidad de interconexión de baterías
Distritos Térmicos	Porción de EVs conectados a la red parqueados
Distritos térmicos para calor	Eficiencia de carga de batería desde la red

Distritos térmicos para enfriamiento	Capacidad total de almacenamiento de las baterías
Consumo de Combustibles en la Industria	Capacidad de suministro desde Baterías a la red
Consumo de Carbón en la industria	Eficiencia de inyección de baterías a la red
Consumo de Gas y GLP en la industria	
Consumo de petróleo y derivados en la industria	
Consumo de desechos (Waste) en la industria	

Fuente: Elaboración Propia

En el siguiente diagrama se presenta el modelo completo, y las relaciones de flujo de combustible desde las fuentes, las tecnologías de producción, almacenamiento conversión y los usos finales de la energía.

Ilustración 45. Diagrama del Modelo Completo de EnergyPlan con Oferta y demanda



Fuente: Elaboración Propia Basada en el Software EnergyPlan.

La convención de colores en las líneas se utiliza para distinguir los diferentes tipos de combustibles primarios y los colores de las cajas el tipo de proceso que se realiza con el combustible.

Ilustración 46. Convención de colores de Enersinc para del diagrama



Fuente: Elaboración Propia.

6.3 Proyecciones de Demanda de Energía a 2030

La demanda de energía en Colombia, caracterizada en el PAI 2016, es proyectada de manera individual en estudios realizados por la UPME, los cuales consideramos como la base del escenario “Business as Usual” (BAU):

Tabla 18. Estudios de Proyecciones de Demanda para Business As Usual

ABREVIACIÓN	Nombre del Informe
BAL-GAS UPME - abril - 2017	Informe de Proyección Gas Natural en Colombia-UPME 2017 abril
Proy. Líquidos UPME Dic-2016	Informe de Proyección de Combustibles Líquidos UPME 2016 diciembre
PROURE 2010	Programa de Uso Racional Y Eficiente De Energía Y Fuentes No Convencionales – PROURE. Plan de acción 2010-2015
PAI. 2016	Plan De Acción Indicativo De Eficiencia Energética 2016 – 2021
PAI. 2017	Plan De Acción Indicativo De Eficiencia Energética 2017 – 2022
PROP. POL. EE. 2015	Política de Eficiencia Energética Para Colombia.
PROY.DDA.2017-07	Proyección de Demanda de Energía Eléctrica

Fuente: Elaboración Propia.

En la mayoría de estos estudios se generaron escenarios con crecimientos de demanda altos, frente a lo que se ha observado en 2017, debido a que, en la mayoría de los casos, las tasas de crecimiento de demanda fueron estimadas con la información de los años anteriores. Sin embargo, recientemente se ha visto una fuerte desaceleración de los consumos de energía eléctrica y gas natural respecto a las proyecciones, que se evidencia en los informes de demanda XM de septiembre de 2017 y el informe de gas natural UPME de 2017.

Tabla 19. Tasas de Crecimiento Tomada de Estudios

Combustible	Tasa de Crecimiento anual %
Electricidad	2.3%
Gas Natural	1.9%
ACPM	2.4%
Gasolina	1.9%
Jet Fuel	0.9%
Carbón	0.2%

Fuente: Estudios Listados en la Tabla 18

Entre las razones que argumenta la UPME para la desaceleración de la demanda de energía eléctrica se encuentra la depreciación del precio combustible, condiciones macroeconómicas negativas y los comportamientos erráticos de la temperatura durante el fenómeno del niño 2015 - 2016.

Además de las tasas de crecimiento, en estos estudios fueron considerados cambios estructurales en la demanda de energía asociados a la entrada de vehículos eléctricos y el metro de Bogotá. La proyección de vehículos eléctricos que se espera 2030 por parte de PROY.DDA.2017-07 y que están relacionados con el PROURE.2010, son 78,000 vehículos eléctricos de la siguiente manera: “

- *Taxis: 49 mil vehículos.*
- *Motos: 10 mil motos.*
- *Buses: 250 articulados y biarticulados eléctricos.*
- *Automóviles: 7 mil vehículos.*
- *Vehículos oficiales: 9 mil vehículos.”*

Sin embargo, los vehículos convencionales a ACPM y Gasolina proyectados representan una porción dominante sobre estas cifras de penetración, las cuales pueden ser consideradas como “despreciables” en algunos segmentos, como se observa en la siguiente tabla de proyecciones energéticas a 2030 de flota de vehículos.

Tabla 20. Número de Vehículos Proyectados en Business As Usual

Tipo de Vehículo	Actual (2015)	Proyectado (2030)
Taxis	480,000	646,017
Motos	6,097,000	8,205,759
Camiones de Carga	200,000	269,174
Buses	35,400	47,644
Autos	5,193,000	6,989,094
Flota oficial	50,000	67,293
Trenes o Metros	2	3

Fuente: Elaboración Propia

En el caso del balance de gas natural, BAL-GAS UPME - Abril - 2017 se destaca que el estudio presenta un déficit de gas a finales de 2025, en todas las combinaciones de escenarios de producción y demanda. Esta situación da origen a la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico no sólo para fines termoeléctricos sino demanda residencial, vehicular e industrial. Los costos finales del gas natural a 2030 deberán reflejar los procesos de la cadena de importación de GNL, como son: *Producción, Licuefacción, Transporte Marítimo, Regasificación, Transporte por gasoducto*.

Esta nueva condición de déficit e importación de gas tendrá un impacto sobre las tasas de crecimiento de demanda en los escenarios. Por su parte, los combustibles líquidos en el BAU mantendrán un crecimiento habitual, como lo sugiere Proy LIq 2016, con las tasas de crecimiento promedio de los últimos 5 años (2010-2015)

Tabla 21. Proyección de demanda de combustibles a 2030 en Business As Usual

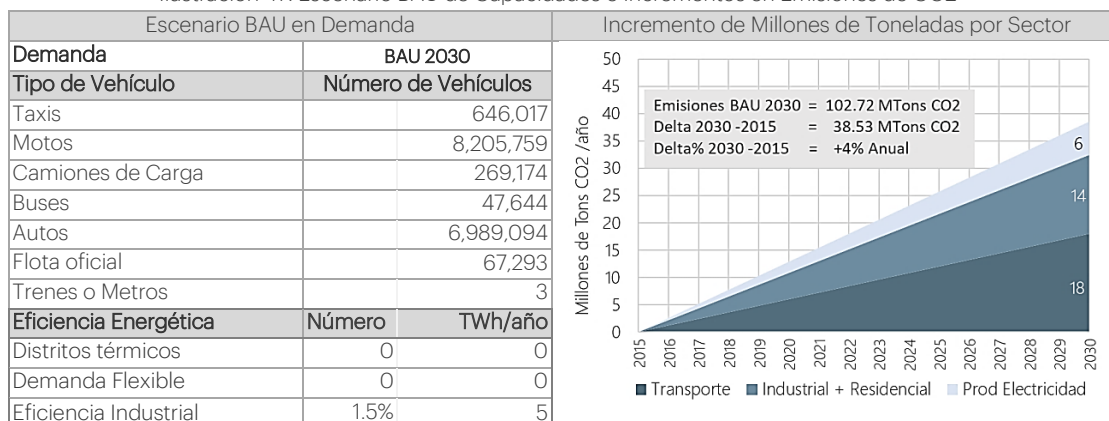
Combustible	Transporte		Industrial		Total
	Tasa (%)	TWh/año	Tasa (%)	TWh/año	(TWh/año)
Gas Natural	2.7%	8.9	4.9% ³⁹	92.0	100.9
ACPM	3.6%	98.1	3.6%	35.3	133.4
Gasolina	1.9%	94.7	3.2%	2.8	97.5
Jet Fuel	0.5%	17.2	0.5%	0.5	17.7
Carbón	0.0%	-	0.0%	18.0	18.0

Fuente: Elaboración Propia

³⁹ Considerando el consumo termoeléctrico en un año con Fenómeno del Niño.

Los resultados que se obtuvieron:

Ilustración 47. Escenario BAU de Capacidades e Incrementos en Emisiones de CO₂



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

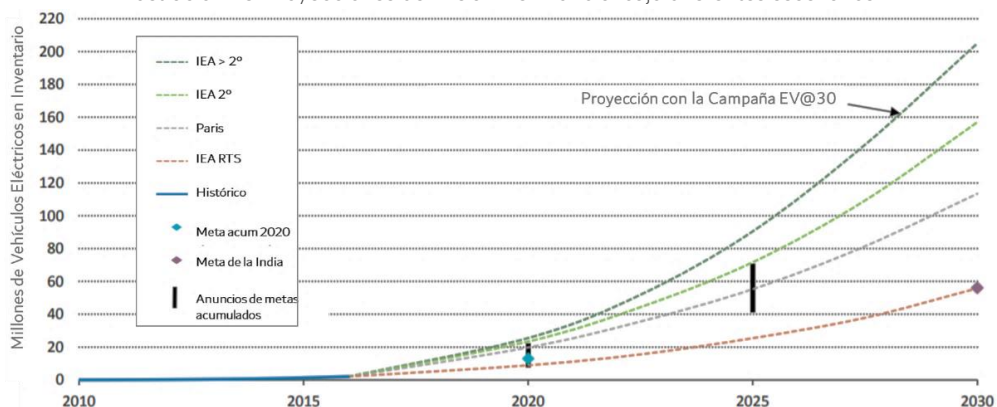
6.3.1 Escenarios de Movilidad Eléctrica

Los escenarios de movilidad eléctrica consideran una penetración mayor a la del BAU con base en información del PAI-2016 y de comunicados oficiales de la UPME⁴⁰. Estas participaciones en movilidad eléctrica presentan un número general de 400,000 vehículos eléctricos, los cuales representan un 5% de participación de los vehículos particulares.

Dado que en Colombia las grandes ineficiencias en el sector transporte se concentran en el transporte terrestre de carga y de pasajeros, como se presentó en el capítulo No 2, es plausible asumir como escenario bajo, una penetración del 5% en todos los tipos de transporte.

Respecto al escenario alto, estaría basado en las proyecciones internacionales, principalmente en la campaña EV30@30, liderada por los países miembros de EVI⁴¹, que consiste en lograr una penetración del 30%⁴² de movilidad eléctrica en todos los tipos de vehículos, automóviles, buses, camiones y motos. En la siguiente gráfica se presentan las proyecciones de penetración de EVs hasta 2030 realizadas por IEA.

Ilustración 48. Proyecciones de EVs a nivel mundial bajo diferentes escenarios



Fuente: IEA Global EVs Outlook 2017

⁴⁰ http://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_UPME_10_2017.pdf

⁴¹ La Iniciativa de Vehículos Eléctricos (EVI), cuenta con diez gobiernos miembros: Canadá, China, Francia, Alemania, Japón, los Países Bajos, Noruega, Suecia, el Reino Unido y los Estados Unidos.

Los escenarios “IEA 2°” e “IEA > 2°” corresponden a las metas de reducir en 2° centígrados el promedio de temperatura global y en más de 2°, respectivamente. El escenario “París” corresponde la penetración necesaria para cumplir con el Acuerdo de París, el escenario “IEA RTS” corresponde a un escenario con mejoras tecnológicas y las políticas existentes en los países miembros.

La dinámica mundial expuesta anteriormente, podría impulsar un escenario de penetración de 15% de EVs en 2030 en Colombia, que equivale a la mitad de la meta de los países miembros de EVI.

Los escenarios UPME y las proyecciones internacionales sugieren que los escenarios de penetración **Bajo, Medio y Alto** podrían estar configurados por un porcentaje de participación de movilidad eléctrica de **5%, 10% y 15%**, respectivamente.

La incursión de nuevos trenes y metros se considerará únicamente en el escenario alto, a través de dos nuevas líneas de metro en Bogotá y una línea de tren que conecte el interior y la costa Caribe para configurar un transporte multimodal de carga, que supla el 10% de la demanda de transporte de carga convencional en ese tramo, en 2030.

Tabla 22. Escenarios de penetración de EVs sobre el total de la flota en 2030

Tipo de Vehículo/ Combustible	Bajo (5%)		Medio (10%)		Alto (15%)	
	ACPM o Gasolina	EE	ACPM o Gasolina	EE	ACPM o Gasolina	EE
Taxis	200,265	32,301	167,964	64,602	135,664	96,903
Motos	7,795,471	410,288	7,385,183	820,576	6,974,895	1,230,864
Transporte de Carga	255,115	13,459	241,656	26,917	205,378	40,376
Buses	44,912	2,382	42,529	4,764	40,147	7,147
Autos Particulares	6,431,920	349,455	6,290,185	698,909	5,940,730	1,048,364
Flota oficial	61,199	3,365	57,835	6,729	54,470	10,094
Trenes o Metro	-	3	-	3	-	6

Fuente: Elaboración Propia



Discusión: Penetración de GNV, GNL y GLP para Transporte de carga

El PAI 2016 propone tecnologías de transporte de carga basadas en GNV, GNL y GLP como una alternativa para el transporte de carga interurbano. Debido a las distancias que se deben recorrer en este segmento, la sustitución de vehículos de ACPM y gasolina a través de la conversión o adquisición de estas tecnologías requeriría altas inversiones en estaciones de carga de GNV, infraestructura de gasoductos y políticas de incentivos.

Teniendo en cuenta el Balance de gas abril-2016, en **Colombia se proyecta un déficit de gas a partir de 2025**, por lo cual se incrementará considerablemente el precio final de los consumos adicionales de GNV y GNL por culpa de los procesos de transformación y transporte que requiere la importación de gas. Asimismo, el GLP es también una alternativa costosa por su logística de transporte, en comparación con la movilidad eléctrica.

En los escenarios de transporte se considerarán las penetraciones de GNV, GNL y GLP propuestas en el PAI 2016 para el año 2022 como proyectadas para 2030, **por considerarse bajas** y porque pueden ser eficientes en algunos tramos relacionados con las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

El número de vehículos el GNV, GNL y GLP que se consideraron para 2030, en cada uno de los tipos de transporte, se presentan en la siguiente tabla⁴³.

Tabla 23. Número de Vehículos con GNV, GNL y GLP en 2030 para todos los escenarios

Tipo de Vehículo	Número de Vehículos Con GNV, GNL y GLP
Taxis	413,451
Motos	-
Transporte Carga	600
Buses	350
Autos Particulares	207,720
Flota oficial	2,729

Fuente: Elaboración Propia. Tomado de PAI 2016

6.3.2 Eficiencia Energética y Smart Grid

En los escenarios de eficiencia energética, se tomará como base las metas de ahorro contempladas en el PAI 2016 para 2022 como proyección para 2030, en el escenario medio. Los escenarios bajo y alto estarán en un rango de $\pm 50\%$ de la meta del PAI 2016. Las tecnologías de Smart Grid están contempladas como parte de las aplicaciones de eficiencia energética. El sector transporte y el sector de producción de electricidad no hacen parte de las metas de eficiencia energética, sino las aplicaciones en los consumos finales industrial, terciario y residencial.

La siguiente tabla presenta los porcentajes de ahorro a través de la eficiencia energética y las tecnologías de Smart Grid sobre el total del uso final de combustibles fósiles y energía eléctrica.

Tabla 24. Proyección de ahorro en 2030 respecto al consumo total energético

Sector	Bajo	Medio	Alto
Industrial	0.86%	1.71%	2.57%
Terciario	0.57%	1.13%	1.70%
Residencial	0.37%	0.73%	1.10%
Total	1.79%	3.57%	5.36%

Fuente: (UPME-PAI, 2016)

6.3.3 Respuesta de Demanda

La respuesta de la demanda a través de programas de desconexión, reducción, aplanamiento de la curva y demanda flexible fue considerada en el escenario medio con una participación del 5% de la demanda de energía eléctrica, incluyendo usuarios regulados y no regulados.

Este valor corresponde a las estimaciones del gobierno del programa Apagar Paga, efectuado durante los meses del fenómeno de El Niño de 2015-2016.

⁴³ Ministerio de Minas y Energía registra 556.548 vehículos convertidos a gas, sin embargo hay incertidumbre sobre el crecimiento de este segmento por las proyecciones de Gas doméstico en Colombia.

Tabla 25. Escenarios de Respuesta de la Demanda

Variable	Bajo	Medio	Alto
Participación	3.0%	5.0%	9.0%
Demanda Flexible (TWh/año)	1.02	1.70	3.07

Fuente: Elaboración Propia, Escenario medio de Apagar Paga. Ministerio de Minas y Energía

6.3.4 Distritos Térmicos

Los Distritos térmicos en Colombia tienen un potencial fuerte para aplicaciones de enfriamiento en centros comerciales y áreas comunes de zonas francas permanentes, así como en complejos universitarios, centros administrativos y grandes zonas residenciales en menor escala. Respecto a aplicaciones de calor, las zonas francas de procesos manufactureros y zonas industriales dentro de las ciudades son las que presentan el mayor potencial.

Los escenarios proyectados de penetración de distritos térmicos están basados en una porción de las zonas francas permanentes o multiempresariales y los nuevos centros comerciales. Para 2030, se proyectan al menos 40 zonas francas existentes⁴⁴ y 140 nuevos centros comerciales⁴⁵.

En el escenario medio se proyectaron 3 distritos térmicos de enfriamiento, para una reducción de 1% de la demanda de electricidad No Regulada de 2030. En el escenario alto se incorporó un distrito térmico de calor que incrementa considerablemente la reducción de demanda (1.5%) y en el escenario bajo, se consideró únicamente un distrito térmico de enfriamiento.

Tabla 26. Escenarios de Distritos térmicos

Reducción de demanda No Regulada	Bajo	Medio	Alto
Porcentaje (%)	0.50%	1.00%	2.50%
Electricidad (TWh/año)	0.17	0.34	0.85

Fuente: Elaboración Propia

6.4 Resultados

Los escenarios de incorporación de eficiencia energética se modelaron sobre los escenarios de penetración de FNCER desarrollados en el entregable No. 1 de este estudio. Las proyecciones de penetración de eficiencia energética del informe anterior fueron ajustadas con mayor detalle para lograr un escenario más plausible.

Algunas de las variables de eficiencia energética se vieron reducidas y otras aumentadas, teniendo en cuenta las condiciones actuales de la tecnología, las barreras existentes, las sugerencias del PAI 2016 y las tendencias internacionales, presentadas en las secciones anteriores.

⁴⁴ Cifras tomadas de ProColombia.

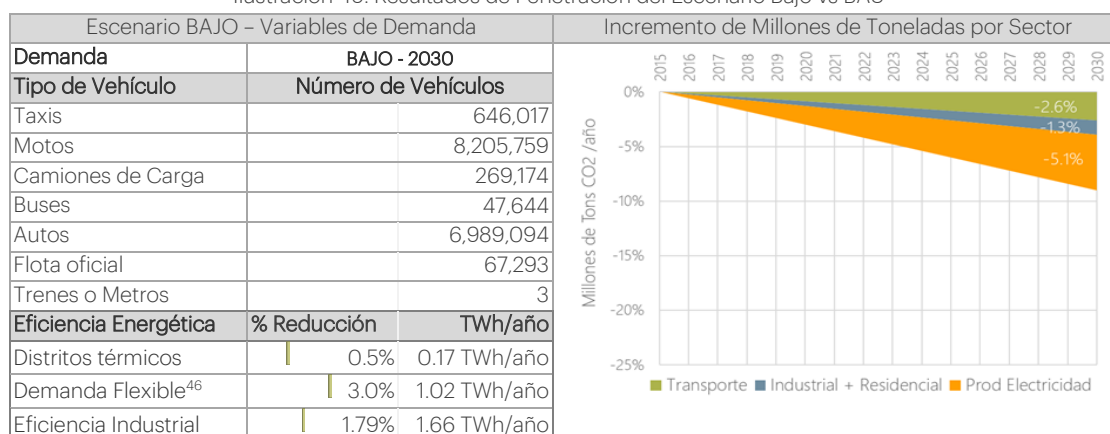
⁴⁵ Acecolombia proyecta 10 nuevos Centros Comerciales por año.

6.4.1 Escenario Bajo

En el escenario bajo se prevén condiciones de demanda similares al escenario Bajo del Informe No 1 del presente estudio, pero se diferencia de éste, en que en este informe se ha utilizado información más detallada y reciente de las variables de demanda.

Este escenario se caracteriza en que las acciones de movilidad recogen los más recientes anuncios del gobierno en cuanto a la penetración de 400,000 vehículos eléctricos, equivalente al 5% de la flota en 2030. También se incluyeron proyecciones pesimistas de las metas del PAI 2016. Los resultados del Escenario Bajo vs BAU se esquematizaron en la siguiente ilustración:

Ilustración 49. Resultados de Penetración del Escenario Bajo vs BAU



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

La penetración de Eficiencia Energética del escenario bajo, presentada en la tabla del lado izquierdo de la Ilustración anterior. Este escenario logra reducir en 9% las emisiones de CO₂ en 2030 respecto al BAU y en un 1% más de reducción de emisiones respecto al escenario bajo de penetración de FNCER (BAU: 102.72, BAJO_FNCER: 98.76, BAJO_EE: 97.77 MTons de CO₂).

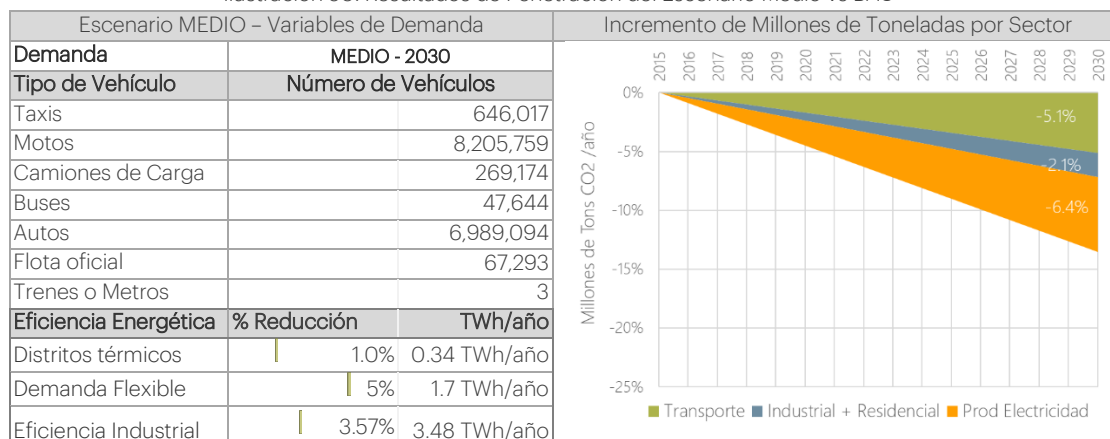
Cabe anotar que las acciones encaminadas a introducir un 5% de movilidad eléctrica (400,000 EVs), aunque son un paso importante para la penetración de esta tecnología, no tienen un impacto significativo en cuanto a las emisiones de CO₂, frente a los compromisos de Colombia bajo el Acuerdo de París.

6.4.2 Escenario Medio

El escenario medio se definió con base al escenario medio del informe anterior en todas las variables de oferta de FNCER. En el caso de la demanda se usaron proyecciones esperadas en el PAI 2016. Respecto a la movilidad el supuesto es una penetración de movilidad del 10% en toda la flota y para todos los tipos de vehículos, es decir del doble de los anuncios realizados por el gobierno. En la siguiente ilustración se presentan los números utilizados para este escenario en 2030.

⁴⁶ Corresponde a toda la demanda eléctrica con participación en esquemas de reducción de demanda. Incluye subsector de consumo industrial, terciario y residencial.

Ilustración 50. Resultados de Penetración del Escenario Medio vs BAU



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

Los resultados del Escenario Medio vs BAU presentaron una reducción de 13.6% de emisiones de CO₂, también superiores a los proyectados en el Informe anterior (11.5%). Siendo la movilidad eléctrica el principal cambio entre el escenario bajo y medio de este informe, la penetración de vehículos eléctricos se puede cuantificar en una reducción directa de emisiones utilizando las entradas y salidas de las simulaciones:

Tabla 27. Entradas y Salidas de Movilidad Eléctrica en escenarios Bajo y Medio

Variable Resultante	Entrada Penetración EVs (%)	Resultado Reducción de emisiones GEI en energía (%)
Escenario Bajo	5%	9%
Escenario Medio	10%	13.6%
Diferencia	+5%	-4.6%

Fuente: Elaboración Propia

El resultado anterior, es útil para construir una cifra aproximada, que indique, por ejemplo, que por cada 87,000 (1.08%) vehículos eléctricos que ingresen a operar en el país en 2030, se logrará una reducción de 1% de emisiones de CO₂.

6.4.3 Escenario Alto

En este escenario existe una diferencia significativa en la penetración de vehículos eléctricos respecto al escenario alto del Informe No. 1. En el Informe No. 1 se propusieron cantidades de penetración con una mayor ambición, con el fin de maximizar las reducciones de CO₂ con la incorporación de FNCER. En el informe actual se está utilizando una proyección de penetración de 15%, equivalente a la mitad de la propuesta por los países miembros de EVI, cuya meta de penetración es del 30%.

Un factor importante de la movilidad es la proyección a 2030 de la incorporación de dos líneas de metros nuevas, una en Bogotá y otra en Medellín que logren desplazar el 3.5% de la flota de buses convencionales. Asimismo, se proyectó la entrada de una línea de tren de carga de conexión similar a la Ruta del Sol, capaz de transportar el 10% de la carga entre estas dos regiones.

La siguiente tabla presenta las diferencias entre los dos escenarios altos del estudio:

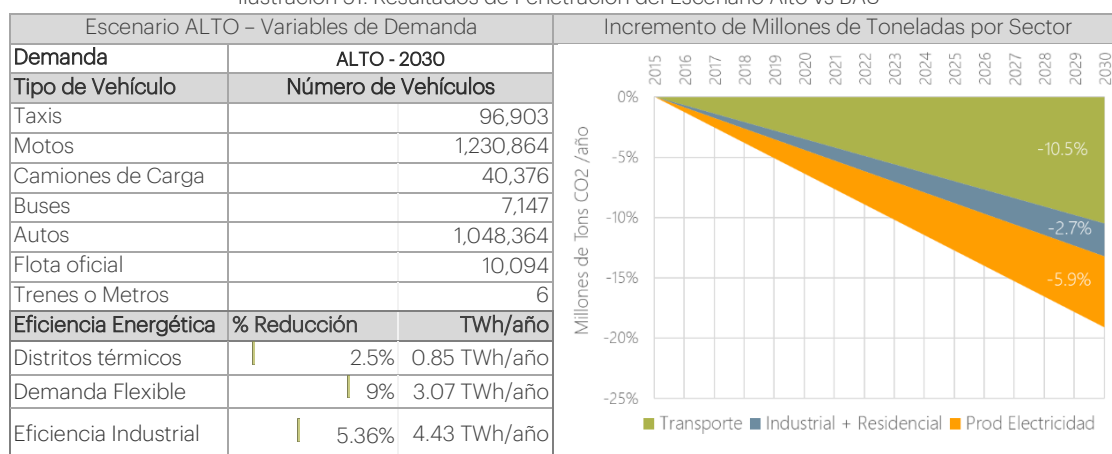
Tabla 28. Proyecciones de Penetración de Movilidad Eléctrica en 2030 de Informe No 1 y 2.

Tipo de Vehículo	Penetración Informe No 1 (Alto)	Penetración Informe Actual (Alto)	Diferencia No 1 – No 2
Taxis Eléctricos	54.18%	15.00%	+39.18%
Motos Eléctricas	4.27%	15.00%	-10.73%
Transp. Carga Eléctrico	37.15%	15.00%	+22.15%
Buses Eléctricos	74.30%	15.00%	+59.30%
Autos Eléctricos	7.87%	15.00%	-07.13%
Flota oficial	17.09%	15.00%	+2.09%
Líneas nuevas de Tren o Metro	1	4	- 3

Fuente: Elaboración Propia

Pese a las diferencias que sobresalen en los segmentos de Taxis, Carga y Buses, los resultados del escenario alto del Informe No 2 logró una reducción del 19.1% de las emisiones de CO₂ respecto al BAU, alcanzando por muy poco la meta del acuerdo de París.

Ilustración 51. Resultados de Penetración del Escenario Alto vs BAU



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



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 BAU⁴⁷, 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.

⁴⁷ Respecto al BAU proyectado para el Acuerdo de París

7

7 Conclusiones

A manera de conclusiones del análisis efectuado sobre la demanda de energía, en términos de identificar políticas, requerimientos, desafíos y escenarios que permitan mejorar la eficiencia energética y de esa manera contribuir al crecimiento verde del país, se plantean los siguientes aspectos:

1. Desde inicios del siglo Colombia ha mejorado en forma importante sus indicadores de intensidad energética. Sin embargo, ello no obedecería únicamente o predominantemente a un aumento eficiencia energética, sino que es también producto de otros factores macroeconómicos como la revaluación del peso y los cambios en la matriz de producción nacional, especialmente por el alto crecimiento del sector servicios que no es gran consumidor de energía. Por tanto, siguen existiendo retos de mejoras en la utilización de la energía, especialmente en el sector transporte, industrial y agropecuario. Estas deberán ser el objeto de políticas y objetivos claros del país, junto con acciones que permitan hacer mediciones y seguimiento.
2. Existe una dificultad con respecto a la articulación institucional en aspectos claves como el transporte, debido a que tres ministerios tienen injerencia en decisiones de consumo en este sector: El Ministerio de Transporte, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Esto puede superarse mediante una política de movilidad de largo plazo para el país que defina las prioridades en el uso de fuentes energéticas para el transporte y plantee acciones concretas para lograr las metas propuestas, las cuales, deben unificarse a nivel nacional.
3. Desde 2001 existe un marco normativo en el país que busca incentivar el uso eficiente de energía, y cuyas políticas se han plasmado en los dos programas PROURE que se han hecho hasta el momento. El programa vigente define proyectos y metas a conseguir hacia el futuro. Sin embargo, hasta la fecha, el grado en que los PROURE han producido resultados efectivos es cuestionable. Por tanto, es necesario darles una mayor relevancia a las metas y dotarlas de instrumentos para hacerlas alcanzables, así como del acompañamiento institucional y el apoyo regulatorio que permita ejecutarlas. Tal es el caso de las normas sobre la dinamización de la respuesta de la demanda o la aplicación de las normas tributarias a nivel local y nacional que favorezcan la movilidad eléctrica.
4. Las metas propuestas en el PAI de Eficiencia Energética 2017-2022 requieren igualmente de un seguimiento continuo y de acciones de implementación, acompañamiento y evaluación para que puedan cumplirse efectivamente. Si bien se trata de un plan de acción indicativo, debe tener un alcance más allá de la fijación de metas y estrategias a seguir. Por ejemplo, respecto a la agilización en la obtención de beneficios tributarios, y la verificación del aporte real del tipo de programas que reciben beneficios tributarios.
5. Los esquemas regulatorios deberán adaptarse para incorporar nuevas tecnologías y para apoyar el cumplimiento de objetivos de eficiencia energética y FNCER, incluyendo la definición de nuevos modelos organizativos y regímenes tarifarios que den sustento económico a las actividades del sector y permitir una repartición equitativa de beneficios, costos y riesgos entre los participantes.
6. Las nuevas tecnologías de recursos de energía distribuidos y gestión de la demanda han alcanzado un desarrollo importante a nivel mundial. El país debe iniciar el impulso

efectivo de las mismas para su aplicación productiva en Colombia. Las redes inteligentes, los esquemas de almacenamiento de energía y la generación distribuida, en particular, requieren de la definición de requisitos técnicos que tanto el MME como la CREG deberán desarrollar en el corto plazo.

7. La participación más activa de la demanda en el consumo de energía, especialmente en el caso de la electricidad, es una realidad en varios países y puede traer beneficios importantes para la operación eficiente y sostenible del sistema eléctrico nacional. Las autoridades del sector deben diseñar los mecanismos y normas que hagan posible esta participación, y permitan el desarrollo de nuevos esquemas de negocio en la dirección de utilizar energías más limpias y hacer un uso más eficiente de la energía.
8. Es importante el uso extensivo y costo-efectivo de las tecnologías de SG para el control y manejo de los DER, la operación de las redes de distribución, la prestación de distintos servicios de red, la administración de transacciones y la coordinación con los agentes conectados a las redes locales.
9. Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía requerirán nuevos modelos corporativos para dar cabida a la transformación tecnológica que se está dando en el suministro de energía, en términos no solo tecnológicos sino organizativos.
10. Con el crecimiento en la utilización de recursos de energía distribuidos, el papel de las redes de distribución en los sistemas eléctricos está cambiando significativamente, y con ello también el alcance de las actividades de distribución y comercialización de la energía. Hacia el futuro se identifican tres áreas de desarrollo principales:
 - Integración de las nuevas tecnologías de recursos distribuidos, incluyendo la generación renovable de tipo variable *"behind the meter"*, la gestión de la demanda, sistemas de almacenamiento de diverso tipo y la demanda de vehículos eléctricos.
 - Potenciar la participación de los consumidores en distintas instancias: como prosumidores, y como proveedores de servicios de respuesta y reducción de demanda.
 - Desarrollo de sistemas transaccionales a nivel de las redes de distribución e integración con el funcionamiento de los mercados de energía.



8 Definiciones de intensidad energética y reglamentos técnicos nacionales

8.1 Intensidad Energética

La intensidad energética nacional representa la eficiencia energética que mide la competitividad de un país en un sentido económico. Se calcula como la relación entre el Consumo de energía total (BEP) y el producto interno bruto (KUS \$ Corrientes - PPA) de un país:

$$I = \frac{BEP}{KUS\$PIB}$$

Esta relación se interpreta como "cuantas unidades de energía se necesitan para producir 1 unidad de riqueza". Así,

- Una Intensidad energética alta: indica un costo alto en la "conversión" de energía en riqueza (se trata de una economía energéticamente ineficiente). Se consume mucha energía, obteniendo un PIB bajo.
- Una Intensidad energética baja: indica un costo bajo en la "conversión" de energía en riqueza (se trata de una economía energéticamente eficiente). Se consume poca energía, obteniendo un PIB alto.

El indicador antes mencionado requiere la descripción de algunas definiciones y términos utilizados en la metodología de cálculo, los cuales se transcriben a continuación⁴⁸ y que son útiles para propósitos de analizar el trabajo presentado en este estudio:

Intensidad energética: La eficiencia en el ámbito de la energía se refiere a la relación entre los resultados obtenidos y los recursos energéticos utilizados para su obtención. En términos macroeconómicos, la eficiencia energética se analiza a través del concepto de intensidad energética, que muestra la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de PIB en la economía. Se calcula como el cociente entre el consumo energético de una economía y el PIB.

Consumo energético: Se calcula mediante el consumo final de la energía primaria más el consumo final de energías secundarias incluyendo electricidad, medido en barriles equivalentes de petróleo (BEP)

Producto Interno Bruto: Es el valor de la producción de bienes y servicios finales producidos en un país durante un periodo determinado de tiempo.

Para obtenerla la IE debemos entender el proceso de transformación de energía primaria (primary supply) a consumo total del país (total consumption) en valores de Barriles equivalentes de petróleo (BEP)⁴⁹. Este mismo esquema nos permitirá llegar hasta un desglose por sector del consumo total del país; y se desarrollará en una siguiente sección.

⁴⁸ Las descripciones son tomadas textualmente de la ficha metodológica para el cálculo del indicador de intensidad energética de la UPME.

⁴⁹ Información tomada de la base de datos de energía del Banco Interamericano de desarrollo.

8.2 Reglamentos Técnicos

Además de los lineamientos de política y la estructuración del marco reglamentario de la misma, el país ha avanzado en los últimos años en la expedición de reglamentos, que son de carácter obligatorio para la exigencia de requerimientos mínimos en instalaciones eléctricas, iluminación y alumbrado público y algunos de los equipos de uso final. También se resalta la adopción como norma técnica colombiana de la ISO-5001, que establece los parámetros para implementación y certificación en sistemas de gestión de la energía. Esta es una herramienta complementaria para el desarrollo de medidas de eficiencia energética en las organizaciones, siendo de carácter voluntario.

8.2.1 RETIE

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), se encuentra en vigencia desde 2005 y ha permitido el mejoramiento de calidad de las instalaciones eléctricas en el país. Fue un avance muy importante que contribuyó no solo a la eficiencia, sino también a la seguridad y calidad de las instalaciones. La versión vigente es la de 2013 expedida mediante la resolución 90708 de 2013.

El RETIE incluye requisitos para productos y actividades como generación, transmisión distribución e instalaciones de uso final. En temas de eficiencia energética de acuerdo con el PAI (UPME-PAI, 2016) se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Análisis de la influencia de las nuevas tecnologías en el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas (cableado y protecciones, por efecto del uso de tecnologías cada vez más eficientes).
- Revisión del dimensionamiento de los transformadores en las subestaciones de unidades habitacionales y demás edificaciones como oficinas, establecimientos educativos, etc.
- Determinación de los requisitos técnicos para la instalación de estaciones de recarga de vehículos eléctricos en unidades habitacionales y otras edificaciones como oficinas y establecimientos educativos (número de estaciones por edificación teniendo en cuenta cantidad de población permanente y flotante, niveles de tensión, calibre de conductores, protecciones y demás requisitos técnicos y actividades conexas como evaluación de la conformidad, etc.).
- Determinación de los requisitos técnicos para instalar sistemas de autogeneración y generación distribuida con tecnología solar fotovoltaica en viviendas y demás edificaciones conectadas al SIN.

8.2.2 RETILAP

El Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP), tiene por objeto establecer los requisitos y medidas que deben cumplir los sistemas de iluminación y alumbrado público, tendientes a garantizar: los niveles y calidades de la energía lumínica requerida en la actividad visual, la seguridad en el abastecimiento energético, la protección del consumidor y la preservación del medio ambiente. El RETILAP vigente fue el expedido mediante la resolución 181331 de 2009 y entró en vigor en abril de 2010. Este ha tenido

algunas resoluciones aclaratorias o modificatorias siendo la última la Resolución 40122 de febrero 8 de 2016.

Uno de los hitos más importantes del RETILAP ha sido la prohibición del uso de bombillos incandescentes. Igualmente, en las modificaciones del mismo se han venido incluyendo las nuevas tecnologías en iluminación como LED, sin embargo, la velocidad de avance en el desarrollo de las tecnologías no corresponde con la actualización del reglamento. En este momento se encuentra en discusión y propuesta una nueva versión que debió estar lista desde 2015.

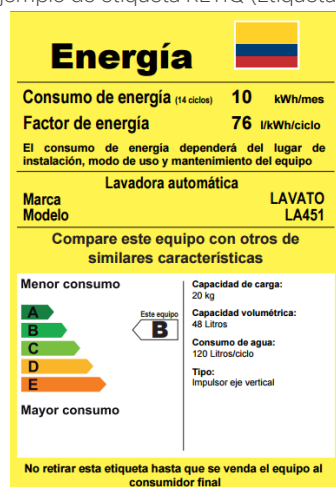
8.2.3 RETIQ

El Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), fue adoptado mediante la resolución 41012 de 2015, entró en vigor el 31 de agosto de 2016 y fue modificado por última vez mediante la Resolución 40234 de marzo de 2017. Tiene por objeto establecer medidas tendientes a fomentar el Uso Racional y Eficiente de la Energía – URE, en productos que usan Energía Eléctrica y Gas Combustible, mediante el establecimiento y uso obligatorio de etiquetas que informen sobre el desempeño de los equipos en términos de consumo energético e indicadores de eficiencia. La primera versión del reglamento incluyó los siguientes equipos de uso final

- Acondicionamiento de aire
- Refrigeración
- Balastos para iluminación
- Fuerza motriz
- Lavado de ropa
- Calentadores
- Gasodomésticos para cocción de alimentos

Los equipos incluidos en el RETIQ deben tener un rótulo de color amarillo, que contiene información sobre un equipo específico como la que se muestra a continuación, cuyo objeto es que los consumidores puedan tomar una decisión informada sobre los equipos que adquieren.

Ilustración 52. Ejemplo de etiqueta RETIQ (Etiqueta Energética, 2016)



Las principales recomendaciones con relación al RETIQ son: hacer un seguimiento del impacto de la etiqueta en las ventas de estos equipos, así como la inclusión de nuevos

equipos de uso final. Para esto ya se encuentra en desarrollo por parte de la UPME unos estudios para la inclusión otros equipos en el RETIQ.

8.2.4 NTC ISO-50001

La norma técnica colombiana NTC ISO 50001 busca facilitar a las organizaciones establecer los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética y el uso y consumo de la energía. La implementación de esta Norma Internacional está destinada a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros impactos ambientales relacionados, así como de los costos de la energía a través de una gestión sistemática de la energía. Esta Norma Internacional es aplicable a organizaciones de todo tipo y tamaño, independientemente de sus condiciones geográficas, culturales o sociales. Su implementación exitosa depende del compromiso de todos los niveles y funciones de la organización y, especialmente, de la alta dirección. Esta Norma Internacional especifica los requisitos de un sistema de gestión de la energía (SGE), a partir del cual la organización puede desarrollar e implementar una política energética y establecer objetivos, metas, y planes de acción que tengan en cuenta los requisitos legales y la información relacionada con el uso significativo de la energía. (ICONTEC, 2016)

La metodología planteada por la NTC ISO 50001 que se muestra a continuación, evidencia que una de las principales diferencias con los demás sistemas de aseguramiento de la calidad es que se va un paso más allá del diagnóstico, y propone metas y planes de acción, así como estrategias y acciones de medición, verificación y seguimiento. Al ser una norma de adopción voluntaria se convierte en una herramienta complementaria a los reglamentos técnicos que son de obligatorio cumplimiento. En el país, mediante el Programa Estratégico Nacional de Sistemas de Gestión Energética se ha avanzado en la difusión de la norma y de los sistemas de gestión energética, en la capacitación de personal certificador de la norma y en la implementación de sistemas de gestión en diferentes organizaciones.

8.2.5 Otros reglamentos

Aunque se ha avanzado en la expedición de los reglamentos técnicos antes mencionados, existen otros usos finales y aplicaciones que también requieren de reglamentos. Por ejemplo, el **reglamento técnico de edificaciones** que incluya parámetros claros de utilización sostenible de la energía en las edificaciones, con aspectos como ventilación y calentamiento natural, iluminación natural, optimización de sistemas de aire acondicionado, utilización de FNCER. Este deberá estar articulado con el CONPES que se encuentra en desarrollo sobre Política Nacional de Edificaciones Sostenibles, en el cual se propone una etiqueta energética de edificaciones y la elaboración de una guía para el diseño y la implementación de planes de gestión eficiente de la energía de las entidades públicas.

Reglamento de etiquetado de vehículos, como ya se vio en el PAI y como se corroboró en el primer informe de oferta de este proyecto, el sector transporte juega un rol muy importante en la demanda de energía y las emisiones de carbono. Es por esto, que sería fundamental la expedición de este reglamento, para garantizar la entrada al país de vehículos cada vez más eficientes y la inclusión de nuevas tecnologías en movilidad eléctrica y con combustibles como GLP, GHV y GNL. Este reglamento igualmente deberá articularse con una política de mejoramiento de calidad de combustibles que puedan ser empleados en vehículos altamente

eficientes, como el EURO VI (estándar más alto de eficiencia de la Unión Europea para vehículos) cuyas características no cumplen los actuales combustibles disponibles en el país.

Reglamento de calderas: de acuerdo con las caracterizaciones de consumo energético industrial, buena parte de los combustibles son destinados a aplicaciones de calor indirecto, principalmente en calderas, por lo que la reglamentación técnica de estos equipos de uso final contribuiría al uso eficiente de la energía, incluyendo requerimientos para combustión completa, aislamiento térmico, dimensionamiento, manejo de emisiones y buenas prácticas de diseño, instalación y operación.

Por último, es importante resaltar que no es suficiente con la expedición de los reglamentos, sino que se requiere un equipo técnico suficiente y capacitado para su actualización, inspección y vigilancia. De igual forma una articulación con la formación de personal y con la creación de organismos certificadores de instalaciones y calidad de productos.

9

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.
- Caia Ing- MADS- EPM. (2017). *Documento de análisis de barreras técnicas, financieras, institucionales, comerciales y normativas para la promoción e implementación de distritos térmicos en Colombia* . Bogotá.
- CAIA-MADS. (2016). *Documento de análisis de barreras para la promoción e implementación de proyectos de distritos térmicos en Colombia*. Bogotá.
- Chalmers University. (2014). *SYSTEMS PERSPECTIVES ON ELECTROMOBILITY*. Retrieved from <http://www.chalmers.se/en/areas-of-advance/energy/cei/>
- 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.
- Danish Energy Management & Esbensen. (n.d.). *Danish Energy Management & Esbensen*. Retrieved from Demand Side Management: <http://www.dem-esb.dk/en/consultancy/feasibility-studies/dsm-demand-side-management/>
- 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.
- Etiqueta Energética. (2016). *Etiqueta Energética*. Retrieved from <http://www.etiquetaenergetica.gov.co/?p=601>
- 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.

- ICONTEC. (2016). *Instituto Colombiano de Normas Técnicas*. Retrieved from <http://www.icontec.org/Paginas/Home.aspx>
- IEA. (2017, Octubre 04). *International energy agency*. Retrieved from <https://www.iea.org/renewables/>
- IEA- EV Outlook 2017. (2017). *Global EV Outlook 2017*.
- 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.*
- IRENA-Energy Storage. (2017). *ELECTRICITY STORAGE & RENEWABLES COSTS AND MARKETS 2030*. DUBAI: IRENA.
- MADS-Cambio Climático. (n.d.). *Minambiente*. Retrieved from Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono: http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Estrategia_Colombiana_de_Development_Bajo_en_Carbono/FOLLETO_DE_PRESENTACION_ECDBC.pdf
- MADS-DNP. (2017). *PRIORIZACIÓN SECTORIAL DE MEDIDAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES EN LA CONTRIBUCIÓN NACIONALMENTE DETERMINADA DE COLOMBIA*. Bogotá.
- MADS-INDC. (2015). *CONTRIBUCIÓN PREVISTA Y NACIONALMENTE DETERMINADA (iNDC) DE COLOMBIA*. Bogotá.
- MADS-NAMA. (n.d.). *Portafolio NAMAs en Curso*. Retrieved from http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Accion_nacional_Ambiental/PORTAFOLIO_NAMAS_DCC_publicar_ultima_version.pdf
- 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.
- Navigant Research. (2016). *Electric Bycles*. Retrieved from <https://www.pedegolectricbikes.com/wp-content/uploads/2016/07/MF-EBIKE-16-Executive-Summary-w-Pedego.pdf>
- NETL. (2013). *Power Generation Technology Comparison from a Life Cycle Perspective*. Eashington, USA.
- NREL. (2011). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Eelectricity Generation*. Denver, USA.
- Resolución 180919. (2010, 06 01). Resolución 180919 de 2010 Ministerio de Minas y Energía. Bogotá: Diario Oficial 47.728 de junio 2 de 2010.
- SER. (2017). *Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana*. Bogotá.

- Tobón, A., & Muñoz, M. (2013). *Curvas de Cargabilidad*. Medellín: Instituto Tecnológico Metropolitano ITM.
- Turconi, R., & Astrup, T. F. (2014). *Life Cycle Assessment of Electricity Systems*. Copenhagen: 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.
- United Nations. (2015). *COP 21*.
- UPME - INCOMBUSTION. (2014). *DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO EN LOS SUBSECTORES MANUFACTUREROS CÓDIGOS CIIU 10 A 18 EN COLOMBIA*. Bogotá.
- 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- CORPOEMA . (2014). *DETERMINACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE ALTERNATIVAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA LOS SUBSECTORES MANUFACTUREROS CÓDIGOS CIIU 19 A 31 EN COLOMBIA A PARTIR DE LA CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO PARA SUS DIFERENTES PROCESOS, USOS Y EQUIPOS DE USO FINAL*. Bogotá.
- 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 para 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*. Retrieved 08 15, 2017, from <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estad%C3%ADsticas/variablesdegeneraci%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.

