

2018

Green Growth Policy Proposals

Tabla de contenido

| | |
|---|----|
| Tabla de contenido..... | 1 |
| Siglas y Acrónimos..... | 3 |
| 1 Introducción..... | 5 |
| 2 Estrategias Transversales..... | 7 |
| Estrategia No.1. Valoración de Externalidades..... | 9 |
| Estrategia No.2. Gestión de la Información..... | 11 |
| Estrategia No.3. Financiamiento..... | 13 |
| Estrategia No.4. Coordinación Institucional..... | 17 |
| Estrategia No.5. Fortalecimiento de las Comisiones de Regulación 21 | |
| 3 Fuentes No Convencionales de Energía Renovable..... | 24 |
| Estrategia No.6. Promoción de la Inversión en Proyectos de Generación con FNCER..... | 27 |
| Estrategia No.7. Fomento a la Integración de las FNCER al Mercado de Energía 40 | |
| Estrategia No.8. Productos y Tecnologías de Apoyo a las FNCER48 | |
| 4 Gestión Eficiente de la Energía..... | 55 |
| Estrategia No.9. Demanda activa..... | 57 |
| Estrategia No.10. Demanda eficiente y moderna..... | 64 |
| Estrategia No.11. Demanda informada..... | 67 |
| 5 Movilidad Sostenible..... | 70 |
| Estrategia No.12. Priorizar la Movilidad Masiva y el Plan Maestro de Transporte Intermodal..... | 73 |
| Estrategia No.13. Política de Electrificación del Transporte Nacional 78 | |
| Estrategia No.14. Instrumentos complementarios a la política de Electrificación del transporte nacional..... | 82 |
| 6 Evaluación de Propuestas..... | 87 |
| 6.1 Impacto en Costos..... | 88 |
| 6.2 Indicadores de Metas y Seguimiento..... | 94 |
| 6.3 Viabilidad de las Metas de FNCER..... | 99 |
| 6.4 Viabilidad de las Metas de Movilidad Sostenible..... | 99 |

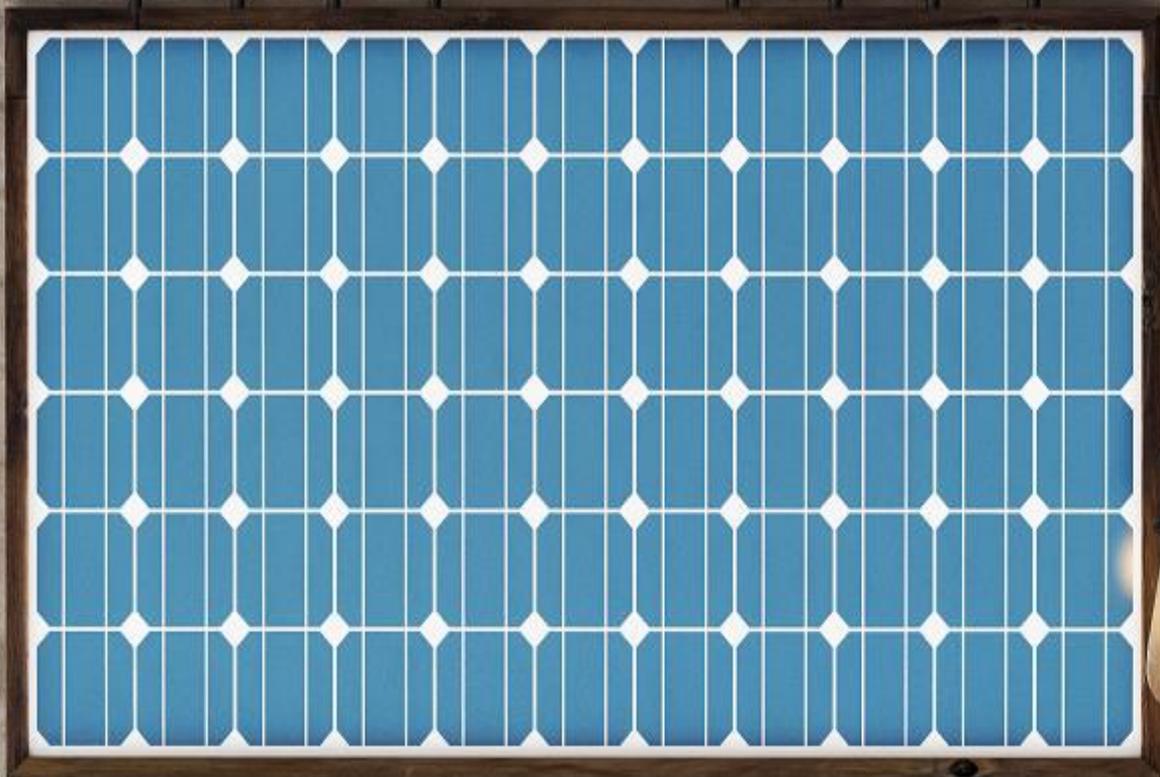
| | | |
|-----|---|-----|
| 6.5 | Viabilidad de las Metas de Gestión Eficiente de Energía | 100 |
| 6.6 | Impacto sobre los actores económicos | 101 |
| 7 | Conclusiones..... | 102 |
| 8 | Anexo A - Resultados Taller en Mesas de discusión | 106 |
| 9 | Anexo B -Modelo de Simulación | 110 |
| 9.1 | Situación Actual y Escenario “Business as Usual” | 112 |
| 9.2 | Modelamiento de las tecnologías..... | 112 |
| | Bibliografía | 114 |

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 (Vehículo Eléctrico).
- BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
- CAES: Compressed Air Energy Storage (Almacenamiento energético mediante aire comprimido).
- 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 (Respuesta 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 (Vehículos Eléctricos).
- ERNC: Energías Renovables No Convencionales.
- FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.
- FENOGE: Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía.
- FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
- FRT: Fault Ride Through (Corriente de Emergencia).
- FV: Fotovoltaica.
- GEI: Gases de Efecto Invernadero.
- GLP: Gas Licuado de Petróleo.
- GNV: Gas Natural Vehicular.
- GNL: Gas Natural Licuado.
- HW&L: Heat, Waste & Losses (Calor, Desechos y Pérdidas).

- HEV: Hybrid Electric Vehicle (Vehículo Eléctrico Híbrido).
- 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 de 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: Pequeñas y medianas 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 la 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

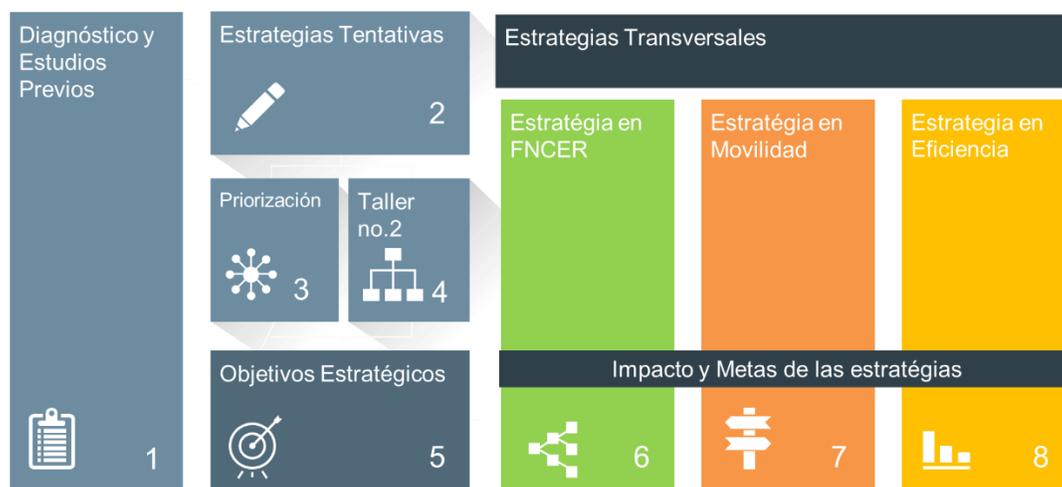
El Departamento Nacional de Planeación - DNP, con el apoyo del Banco Mundial y el Fondo Fiduciario de Crecimiento Verde de Corea, han contratado a Enersinc para desarrollar el presente estudio con el fin de construir las políticas públicas en el contexto de la Misión de Crecimiento Verde liderada por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

El presente documento corresponde al tercer y último entregable del estudio, en el cual se realizan las propuestas para la consolidación de un crecimiento verde en materia de energía. Los dos entregables anteriores desarrollaron un diagnóstico específico en cada uno de los aspectos relevantes de la demanda y la oferta para desarrollar las propuestas, como son:

- Recopilación de estudios previos
- Análisis de barreras de entrada de tecnologías limpias
- Requisitos técnicos para la entrada
- Regulaciones y política actuales
- Intensidad energética
- Análisis de ciclo de vida de las tecnologías
- Retos regulatorios y tecnológicos
- Proyección de escenarios

Para la construcción de este tercer entregable, por su parte, se consideraron los hallazgos de los dos entregables anteriores y la opinión de los actores involucrados a través de talleres estratégicos, donde se socializaron los avances preliminares del estudio. Como resultado de este proceso se logró construir tres líneas estratégicas de propuestas (FNCER, Movilidad y Eficiencia) y una línea de estrategias transversales.

Ilustración 1. Diagrama del Proceso de construcción de estrategias.



Fuente: Elaboración Propia - Enersinc.

Adicional a las líneas estratégicas, se realizó una evaluación de impacto y se propusieron unas metas a nivel cuantitativo y cualitativo de todo el plan propuesto, la cual se presenta en el último capítulo del informe.



2. Estrategias Transversales para el Crecimiento Verde

2

En este capítulo se formulan propuestas para la superación de barreras de tipo transversal las cuales afectan tanto la oferta como la demanda de energía, contribuyendo a la penetración de las FNCER y al desarrollo de medidas para mejorar la eficiencia energética desde el lado de la demanda, incluyendo la movilidad eléctrica. Los aspectos analizados son los siguientes:

| Problema | Estrategia | Acción |
|---|--|---|
| No inclusión de costos ambientales y otras externalidades | Valoración de externalidades Positivas | <ul style="list-style-type: none"> Ampliación del alcance del impuesto al carbono. |
| Falta de información sobre aspectos claves para la toma de decisiones | Gestión de información | <ul style="list-style-type: none"> Creación de Observatorio de Energía. Mejoras en la Información del mercado eléctrico. Programas pedagógicos y de divulgación. |
| Problemas para lograr eficacia en el financiamiento de proyectos | Financiación | <ul style="list-style-type: none"> Acceso directo a Recursos financieros Difusión y utilización de Líneas de Crédito de BANCOLDEX. |
| Problemas de Articulación entre instituciones | Coordinación Institucional | <ul style="list-style-type: none"> Fortalecimiento CIURE. Ejecución de subastas para nuevos proyectos de energía eléctrica. |
| Fallas en el proceso regulatorio | Conducta regulatoria | <ul style="list-style-type: none"> Reducción del tiempo de respuesta a los cambios de mercado Análisis de los efectos e impactos de las propuestas y medidas (análisis ex - ante y ex - post). Garantía de análisis colectivo No reelección de expertos de la CREG. |

No se incluyen los beneficios cuantitativos de las propuestas relacionadas con estos temas, pues en general se trata de medidas de tipo administrativo o institucional cuyos beneficios no son directamente cuantificables, pero, sí existen. Por el lado de los costos, todas las propuestas realizadas en este capítulo son de muy bajo costo de implementación, a excepción del Observatorio de Energía, cuyo costo dependerá del alcance que se quiera dar al mismo.

Estrategia No.1. Valoración de Externalidades

En términos generales, las externalidades negativas atribuibles a la producción o el consumo de energéticos que producen emisiones nocivas al medio ambiente no son tomadas en cuenta ni valoradas como costos de los proyectos específicos. Un mecanismo para tomar en cuenta los costos ambientales es la aplicación de impuestos a las emisiones contaminantes. En Colombia se creó el denominado impuesto al carbono, dirigido a gravar las emisiones de CO₂, pero, este no incluye todos los usos y proyectos que generan costos ambientales.

Acción No.1. Ampliación del Alcance del Impuesto al Carbono

Gravar las actividades que producen emisiones de dióxido de carbono es el método más eficiente de internalizar los costos de las externalidades negativas que causan estas emisiones. De esta manera se logra que el volumen de dichas actividades refleje su costo social, incluyendo el impacto ambiental, y no sólo el de los agentes privados, con el fin de obtener niveles socialmente óptimos de producción.

Tomando el caso de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, en el análisis de ciclo de vida se observó como este tipo de generación efectivamente produce emisiones significativas de CO₂, mientras que la generación con FNCER lo hace a una escala mucho menor. Cuando no se tiene en cuenta o “internaliza” el costo de estas emisiones, la generación con FNCER es relativamente más costosa que la generación convencional, y su participación en la matriz energética es menor de lo que sería socialmente conveniente. Por tanto, gravar las emisiones de CO₂ de la generación eléctrica contribuye a la competitividad de la generación con FNCER y facilita su desarrollo vis a vis la generación convencional.

En Colombia, mediante la Ley 1819 de 2016 de Reforma Tributaria Estructural, artículos 221, 222 y 223, se estableció el denominado Impuesto al Carbono para ser aplicado desde 2017. El impuesto al carbono es un gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y tipos de gas fósil que sean usados para combustión con fines energéticos. El hecho generador del impuesto al carbono es la venta, retiro, importación para el consumo propio o para la venta de combustibles fósiles, y se causa en una sola etapa respecto del hecho que ocurra primero.

La utilización del carbón como combustible no está incluido dentro de los usos gravables. En el caso del gas licuado de petróleo el impuesto solo se aplica en la venta a usuarios industriales, y para el gas natural en la venta a la industria de la refinación de hidrocarburos y petroquímica. El alcohol carburante con destino a la mezcla con gasolina para los vehículos automotores y el biocombustible de origen vegetal o animal de producción nacional con destino a la mezcla con ACPM para uso en motores diésel, no están sujetos al impuesto al carbono. El impuesto es deducible del impuesto sobre la renta como mayor valor del costo del bien y no se causa para los sujetos pasivos que certifiquen ser carbono neutro.

La Ley establece para el impuesto al carbono una tarifa específica considerando el factor de emisión de dióxido de carbono (CO₂) para cada combustible determinado, expresado en unidad de volumen (kilogramo de CO₂) por unidad energética (Terajoules) de acuerdo con el volumen o

peso del combustible. La tarifa inicial corresponde a \$15.000¹ por tonelada de CO₂, la cual debe ajustarse anualmente por la inflación más un punto hasta alcanzar el valor de 1 UVT por tonelada de CO₂. Los valores inicialmente establecidos de las tarifas por unidad de combustible son los siguientes: gas natural \$29/m³, gas licuado de petróleo \$95/galón, gasolina \$135/galón, kerosene y jet fuel \$148/galón, ACPM \$152/galón y fuel oil \$177/galón.

El destino del impuesto al carbono es financiar el Fondo para la Sostenibilidad Ambiental y Desarrollo Rural Sostenible en Zonas Afectadas por el conflicto (“Fondo para una Colombia Sostenible”). Los recursos del impuesto se destinarán, entre otros, al manejo de la erosión costera, a la conservación de fuentes hídricas y a la protección de ecosistemas, de acuerdo con los lineamientos que para tal fin establezca el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Como se ha indicado, el impuesto al carbono no aplica al carbón ni al gas combustible para generación de energía, por lo que en la práctica sólo afecta a la generación con fuel oil, con un valor que representa un monto por debajo del 4% de su precio. Por su parte la tarifa del impuesto al carbono en Colombia, de alrededor de \$5 US/TonCO₂, está en línea con valores adoptados en otros países de la región, como Chile y México. No obstante, es un valor más bien bajo, que está por debajo del costo social del carbón utilizado en países desarrollados, y se requeriría un valor más alto del impuesto para aumentar su efectividad, cuidando de no originar distorsiones de precios en los combustibles o el mercado de energía.

Igualmente es importante que el recaudo del impuesto al carbono se utilice para financiar acciones de mitigación de emisiones de CO₂, de eficiencia energética e intervenciones ambientales. O en otro caso se devuelva a los sujetos de este por otra vía, para compensar el impacto que este gravamen crea en las actividades de producción y consumo. Su destinación a otros usos disminuye la eficiencia global del mecanismo.

Considerando que el impuesto al carbono es una acción ya establecida y que apunta en la dirección correcta, se propone entonces ampliar su alcance adoptando varias medidas. En primer lugar, incluyendo la utilización del carbón como combustible con fines energéticos dentro de los usos sujetos al gravamen. Igualmente, extender la aplicación del impuesto al carbono al uso de gas combustible para generación de energía. Con respecto a la tarifa del impuesto, se recomienda acelerar la senda de aumento anual para que en un máximo de 4 años alcance el valor objetivo de 1 UVT por tonelada de CO₂, que para el 2017 tuvo un valor de \$31.859. Por último, focalizar el uso de los recursos recaudados en inversiones de soluciones de eficiencia energética y/o de movilidad sostenible, con impacto ambiental y beneficio social positivo.

Estas medidas harán más efectiva la valoración de los costos ambientales originados por el uso de combustibles fósiles y permitirá una mayor competitividad de las fuentes de energía bajas en carbono. Para realizar estos cambios se requiere modificar la Ley 1819 de 2016, y la reglamentación del uso de los recursos mediante Decreto.

¹ Cifras tomadas en abril de 2018

Acción: Ampliación del alcance del Impuesto al Carbono

Se proponen las siguientes modificaciones a la ley 1819 de 2016 para ampliar el alcance del impuesto al carbono:

- Incluir dentro de los usos gravables la utilización del carbón como combustible para fines energéticos y de gas combustible para generación de energía.
- Realizar aumentos anuales de la tarifa del impuesto hasta alcanzar en máximo 4 años el valor objetivo de 1 UVT por tonelada de CO₂.
- Focalizar el destino de los recursos en soluciones de eficiencia energética y de movilidad sostenible, con impacto ambiental y beneficio social positivo, tanto en áreas afectadas por el conflicto como en otras áreas necesitadas del.

Estrategia No.2. Gestión de la Información

A pesar de los esfuerzos efectuados por la UPME en materia de información sectorial, aún falta información en temas como la disponibilidad y localización de recursos energéticos, caracterización de consumos en varios sectores, costos y precios de los energéticos, políticas internacionales exitosas, entre otros temas. Por esta razón, se considera necesario mejorar la gestión de la información y su divulgación con el fin de posibilitar el desarrollo de nuevos proyectos en el país. Igualmente, se requiere mejorar la cantidad y calidad de información del mercado eléctrico y de gas para que sea oportuna y pública.

Acción No.2. Creación de un Observatorio de Energía

Como se detectó en el diagnóstico tanto de la oferta como de la demanda, es muy importante mejorar la gestión y disponibilidad de información para la toma de decisiones en materia de Fuentes Renovables No Convencionales y en el uso eficiente de energía.

La UPME tiene dentro de sus funciones de planeación “Gestionar y administrar de forma integral la información de los sectores minero energético para apoyar la toma de decisiones de los agentes públicos y privados”.

Dentro de este objetivo, la UPME elabora el Balance Energético y desarrolla numerosos estudios para la caracterización de demanda y de oferta de energéticos. Sin embargo, sería muy importante fortalecer esta función con el fin de tener unas bases de datos más completas y actualizadas sobre aspectos como: tecnologías, recursos, comportamiento de diferentes sectores de consumo, precios nacionales e internacionales, etc.

En la actualidad, la UPME realiza un estudio, con el apoyo de la Universidad Nacional, con el objeto de elaborar propuestas para la creación de un Observatorio de Energía que efectúe estas actividades que la UPME hoy no tiene la capacidad de realizar.

Los objetivos del Observatorio propuestos por la UN estarían relacionados con actividades que la UPME no realiza actualmente, tales como:

“El observatorio de energía se encarga de la búsqueda, seguimiento, análisis y difusión del conocimiento e información sobre tendencias e innovaciones a nivel mundial y nacional en torno a política pública y planeación energética, desarrollo sostenible del sector, vigilancia tecnológica e inteligencia competitiva, y mercados energéticos y regulación como ejes estratégicos que inciden en los escenarios del ideario energético Colombia 2050, con el fin de evaluar el avance del cumplimiento de los objetivos propuestos, soportar la formulación de políticas y apoyar la toma de decisiones de las entidades del sector energético colombiano, de las empresas y los usuarios finales.”

Inicialmente, las funciones propuestas por la Universidad Nacional para el Observatorio serían:

- Evaluación y seguimiento de políticas y planes energéticos nacionales.
- Seguimiento a políticas energéticas mundiales.
- Evaluación y seguimiento de la regulación energética.
- Evaluación y seguimiento de pronósticos energéticos.
- Vigilancia tecnológica en áreas estratégicas del Plan Energético Nacional.
- Recopilación y análisis comparativo de la información mundial de mercados energéticos.
- Definición y seguimiento de indicadores para el sector.
- Seguimiento a impactos ambientales del sector energético.
- Seguimiento a impactos sociales del sector energético.
- Seguimiento a los compromisos de Colombia con relación al Cambio Climático

Si el Observatorio es de tipo público privado, se podría crear mediante acto administrativo contractual. Sin embargo, debe estudiarse si para la apropiación de los recursos públicos se requiere de una Ley o si la UPME puede destinar los recursos a través de un contrato.

Se propone la creación del Observatorio de Energía (como dependencia de la UPME o como entidad externa mixta con participación de la UPME), a partir del estudio de la Universidad Nacional. Este Observatorio debería estar funcionando en máximo 24 meses y podría ser financiado con recursos de alguno de los Fondos ya existentes en el sector.

Acción: Creación de un Observatorio de Energía

Se propone la creación del Observatorio de Energía (como dependencia de la UPME o como entidad externa mixta con participación de la UPME), a partir del estudio de la Universidad Nacional. Este Observatorio debería estar funcionando en máximo 24 meses y podría ser financiado con recursos de alguno de los Fondos ya existentes en el sector.

Acción No.3. Mejoras en las Tecnologías de Información del mercado de Electricidad, Gas y otros combustibles.

Para el funcionamiento de los mercados es crucial que la información sea amplia, oportuna y pública.

La información de los mercados de electricidad y gas, en términos de cantidades, precios y ofertas, debe ser pública y oportuna, debido a que una mayor transparencia permite a los agentes y autoridades tomar decisiones en forma oportuna respecto a los problemas que afecten su eficiencia económica y operativa.

Por otra parte, en el mercado de combustibles, si bien existe un sistema de información a cargo del Ministerio de Minas y Energía que permite conocer las ventas y precios de las diferentes estaciones de servicio, aún falta mucha información histórica y proyectada sobre el precio, la calidad de los combustibles y el consumo específico del parque automotor.

Estas propuestas requieren para su ejecución de decisiones de tipo administrativo, en el caso de las mejoras en el sistema de información del Ministerio y de los portales de los gestores del mercado eléctrico y de gas natural y el desarrollo de estudios de caracterización de consumos especiales por parte de la UPME.

Acción: Mejoras en las Tecnologías de Información del mercado de Electricidad y Gas

En el caso de la eficiencia energética, se requiere mayor conocimiento del tipo de consumos y de la eficiencia de los sectores industriales y comerciales, lo que permitiría proponer más proyectos de mejora de eficiencia en estos sectores.

Acción No.4. Programa pedagógico y de divulgación

Una necesidad para el desarrollo de pequeños y medianos proyectos tanto de oferta como de demanda es el conocimiento de la información existente sobre recursos, fuentes, esquemas de financiación, incentivos, ventajas y desventajas de los proyectos, etc. La UPME ha hecho esfuerzos interesantes a través de documentos, cartillas, talleres, pero se considera que la UPME, amplíe los programas pedagógicos y de divulgación para que llegue a un número mayor de posibles inversionistas, especialmente en zonas lejanas o pequeñas ciudades.

Acción: Programa pedagógico y de divulgación

Desarrollo de programas pedagógicos y de divulgación, a través de talleres, foros, cartillas, etc, que amplíen el potencial de posibles inversionistas, enfocados especialmente en zonas lejanas o pequeñas ciudades.

Estrategia No.3. Financiamiento

Desde hace varios años en Colombia, Bancóldex ha creado líneas de crédito con tasas de interés favorables para financiar proyectos de FNCER y de Eficiencia Energética. Sin embargo, no ha existido suficiente demanda por este tipo de créditos, posiblemente por falta de información y conocimiento del tipo de negocios que se pueden desarrollar con estos recursos. Por otra parte, se ha reglamentado el FENOGÉ, el cual puede ser una fuente importante de recursos para proyectos de eficiencia energética y fuentes renovables no convencionales. No obstante, es

necesario crear las condiciones para que los recursos existentes, sean utilizados efectivamente en la financiación de proyectos y para que la banca comercial también financie proyectos de esta clase.

Acción No.5. Acceso directo a recursos financieros

Como se analizó en los informes financieros, la posibilidad de financiamiento de proyectos de FNCER está ligada a los esquemas de contratación y de asignación de riesgos en la estructura regulatoria. Si se logran desarrollar contratos de largo plazo con condiciones razonables en términos de los riesgos asociados a los proyectos, será posible acceder a créditos de la banca comercial y, además, será posible que nuevos inversionistas se interesen en estos proyectos. La Ley 1715 es un paso adelante en esta dirección, pero se requieren los otros elementos que se plantean en el desarrollo de estrategias de penetración de las FNCER

La creación del FENOGE, mediante la Ley 1715 de 2014, artículo 10, reglamentado mediante el Decreto 1543 del 16 de septiembre de 2017, es un paso importante para la financiación de proyectos destinados al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para soluciones de autogeneración a pequeña escala como para la mejora de la eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas. Los recursos del FENOGE en principio provienen de los \$0,40 que por cada kW-h despachado en la bolsa de energía aportan los generadores al FAZNI.

Sin embargo, los recursos recaudados en un año, aproximadamente \$32.000 millones (US\$11,4 millones), resultan insuficientes para el financiamiento requerido no solo de los proyectos a los cuales va dirigido el FENOGE, sino que además no cubren la financiación de proyectos de generación de mayor tamaño o proyectos de eficiencia energética en sectores distintos al residencial.

Acción: Acceso directo a Recursos Financieros

Para los proyectos de mayor tamaño, se requieren líneas de financiamiento de la banca privada o pública, que sean atractivos en términos de tasa o plazo y especialmente, que los proyectos puedan generar con baja incertidumbre los recursos para servir la deuda.

Para ello, además de crear instrumentos contractuales de largo plazo, es necesaria la acción del gobierno con el fin de establecer estas líneas de crédito, para lo cual se propone:

- Definir claramente los requisitos para que usuarios del sector residencial puedan acceder a la financiación de equipos de autogeneración a pequeña escala. Estos requisitos deben ser simples para que realmente sean efectivos, tratándose de sectores de bajos ingresos.
- Un esquema de financiación rápida y viable sería a través de los Operadores de Red, teniendo en cuenta que muchos de ellos ya ofrecen servicios de financiación no bancaria para electrodomésticos los cuales son recaudados por medio de la factura del servicio público de electricidad.

En el caso de ampliar el alcance de los créditos del FENOGE, el Ministerio puede desarrollarlo a través de Decreto que desarrolle nuevas líneas de crédito del Fondo. Por su parte, los créditos de los OR serán iniciativa de las empresas, para lo cual el Gobierno puede motivarlos con información al respecto.

Acción No.6. Difusión y utilización de Líneas de Crédito

BANCOLDEX y FINDETER ofrecen desde hace varios años líneas de crédito para financiar proyectos de FNCER y de Eficiencia Energética. Sin embargo, la demanda por estos créditos ha sido muy baja. Las razones para esta baja demanda se podrían relacionar con los siguientes aspectos:

- En el caso de las FNCER las barreras de diferente tipo han influido para que no se desarrollen proyectos en el país. Especialmente la imposibilidad de tener contratos de largo plazo dificulta la financiación de estos proyectos.
- Los trámites y plazos dados en las líneas de crédito pueden no ser atractivos para este tipo de proyectos.
- En el caso de eficiencia energética igualmente falta información y difusión sobre este tema.
- La industria es reacia a desarrollar este tipo de proyectos por falta de conocimiento y capacidades en torno al tema
- En general los trámites y requisitos para acceder a los créditos se pueden percibir como engorrosos.

Las líneas de crédito de BANCOLDEX en estas materias son las siguientes:

1. Línea Eficiencia Energética para Hoteles, Clínicas y Hospitales 2017 (Circular 018 de 4 de Julio de 2017) - Modificada con Carta Circular 5 Dic 2017. Los recursos otorgados bajo esta línea de crédito deben destinarse a inversiones que optimicen el consumo de energía en establecimientos ya existentes o permitan operar de manera eficiente energéticamente establecimientos nuevos, orientados a los siguientes tipos de proyectos:
 - Proyectos de sustitución de luminarias que implementen tecnologías de iluminación LED.
 - Sustitución de calderas y equipos de acondicionamiento de aire.
 - Implementación de sistemas de control de aires acondicionados.
 - Cogeneración de energía.
 - Paneles solares para calentamiento de agua o climatización de piscinas.
 - También se considerarán como tecnologías elegibles: energía solar fotovoltaica.
 - Proyectos nuevos que implementen las tecnologías anteriormente descritas.

Las solicitudes que apliquen a la tecnología de energía solar fotovoltaica y aquellas de proyectos nuevos accederán solo a la línea de crédito y no a los beneficios del programa de acompañamiento.

Esta línea de crédito está orientada a hoteles, clínicas y hospitales, así como empresas o consultores de servicios energéticos, y/o empresas proveedores de tecnología que vayan a implementar el proyecto de eficiencia energética en estos establecimientos.

2. Línea Desarrollo sostenible y Eficiencia energética - Circular 025 de 20 de octubre de 2017:

Serán financiables las inversiones incluidas en proyectos de:

- Disminución en el uso de recursos no renovables, reducción o aprovechamiento de residuos líquidos, sólidos o emisiones atmosféricas, el mejoramiento de la calidad atmosférica.
- La optimización del consumo de energía eléctrica o térmica, la implementación de proyectos de uso eficiente de la energía como: iluminación LED, motores de alta eficiencia, refrigeración, acondicionamiento de aire, generación de vapor (calderas), sistemas de medición y control de energéticos, optimización de procesos de combustión, recuperación de calor residual, cogeneración de energía y vehículos eléctricos.
- También, son financiables proyectos de generación de energía eléctrica o térmica a partir de fuentes renovables de energía como biomasa, energía solar, eólica, entre otras.

Esta línea de crédito está dirigida a: "Personas naturales o jurídicas, empresas de todos los sectores económicos. Los créditos podrán ser otorgados a los socios o accionistas de las personas jurídicas antes mencionadas cuando los recursos de inversión ingresen a la empresa vía capitalización. Posterior al desembolso de los recursos la empresa capitalizada deberá remitir al intermediario financiero, certificación expedida por el revisor fiscal o contador, en la que se acredite la correcta aplicación del crédito.

Igualmente podrán acceder a estos recursos los patrimonios autónomos constituidos por las empresas para realizar los proyectos de inversión en desarrollo sostenible y eficiencia energética."

Los montos máximos de crédito en cada una de las líneas mencionadas son de \$3.000 millones en proyectos de cogeneración para hoteles, hospitales y clínicas y \$2.000 millones para eficiencia energética en estos establecimientos, con tasas de interés del DTF +0,5% y plazos de hasta ocho (8) años en cogeneración y seis (6) años en las otras tecnologías, con un año de gracia; para la segunda línea de crédito el monto máximo es de \$6.000 millones con plazos de seis (6) años y uno de gracia y las mismas tasas de interés que la anterior.

Acción: Difusión y utilización de Líneas de Crédito

Las líneas de crédito han tenido poca utilización, por lo cual se requiere:

- Restringir el financiamiento de proyectos que estén en contravía de la política de crecimiento verde como adquisición masiva de buses convencionales, equipos de baja eficiencia, otros proyectos de alto impacto ambiental.
- Desarrollar una mayor divulgación sobre la existencia de estas líneas de crédito, a través de campañas nacionales, apoyadas por el gobierno nacional (Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente, Ministerio de Transporte).
- Facilitar las condiciones de acceso a las líneas de crédito, en términos de requisitos y garantías para proyectos verdes.

- Incluir explícitamente a empresas tipo ESCOS como beneficiarios de las líneas de crédito; este tipo de empresas puede ser un vehículo muy útil para el desarrollo de estos proyectos, debido a su especialización y conocimiento de los beneficios que ellos generan.

Estas decisiones pueden ser tomadas internamente por BANCOLDEX ya que son de tipo administrativo y de gestión.

Estrategia No.4. Coordinación Institucional

Una barrera que dificulta la penetración de las FNCER y el desarrollo de proyectos de eficiencia energética es la desarticulación institucional, especialmente a nivel de políticas y de entidades que otorgan permisos, licencias o avales para realizar proyectos u obtener los beneficios definidos por la Ley. Esta desarticulación se presenta entre el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Vivienda y Ambiente, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, CREG, UPME, ANLA, las Corporaciones Regionales, las autoridades locales (áreas metropolitanas, municipios y departamentos), entre otros.

El siguiente cuadro muestra las funciones que cada entidad cumple en relación con los temas de FNCER, Eficiencia Energética y movilidad sostenible y que pueden ayudar a entender los principales problemas de coordinación existentes entre las diferentes instituciones:

Tabla 1. Funciones Institucionales

| ORGANISMO SUPERIOR | ENTIDAD | FNCER | EE | MOVILIDAD |
|--------------------|---------|--|--|--|
| MINAS Y ENERGÍA | MME | Define la política sectorial | Define la política sectorial | |
| | UPME | Hace el plan de expansión indicativa (Incluye FNCER) | Hace estudios de demanda y Eficiencia energética | Hace estudios de movilidad eléctrica |
| | | Lleva el registro de proyectos de generación incluye FNCER | Hace pronósticos de demanda | Propone metas de consumos energéticos en el transporte |
| | | Hace estudios sobre fuentes energéticas | Promueve programas de EE | |
| | | Da concepto para acceder a incentivos tributarios | | |
| | | Aprueba estudios de conexión | | |

| | | | | |
|----------------------|--------------------------|--|--|---|
| | CREG | Define reglas de mercado | Define remuneración de equipos de medición inteligente | |
| | | Hace subastas de cargo por confiabilidad | | |
| | | Define la forma de cálculo de la Energía Firme de los proyectos | | |
| | CIURE | | Define metas de uso racional de energía | |
| | XM | Opera el sistema y el mercado | | |
| | FENOGE | Otorga créditos para pequeños proyectos | | |
| MMADS | ANLA | Otorga licencias ambientales | | |
| | CORPORACIONES REGIONALES | Otorga licencias ambientales de proyectos entre 10 y 100 MW | | |
| MINTRANSPORTE | | | | Define políticas de transporte |
| DNP | DNP | Elabora el plan nacional de desarrollo. Define políticas generales | Elabora el plan nacional de desarrollo. Define políticas generales | |
| PRESIDENCIA | SSPD | Vigila el cumplimiento de la regulación | | |
| | MUNICIPIOS Y DEPTOS | Otorgan permisos de construcción, impuestos locales | | Impuestos locales, definen tipo de flota en transporte público urbano |

Fuente: Elaboración Propia. Enersinc

Como se observa, son numerosas las entidades que tienen funciones relacionadas con los temas energéticos y, por lo tanto, en muchas ocasiones se dificulta la coordinación y la cooperación en el impulso de políticas en estos temas.

La Comisión Intersectorial de Uso racional de Energía, CIURE, es una institución que por sus objetivos puede cumplir el papel de coordinador de estos temas, siempre y cuando entre a participar el Ministerio de Transporte para articular las políticas de movilidad en los objetivos de crecimiento verde a partir de uso de energías limpias.

Frente al reto de penetración de las FNCER, los roles nuevos que pueden aparecer son:

- Ajustes en la arquitectura del mercado, lo cual corresponde fundamentalmente a la CREG.
- Subastas de largo plazo: Se propone que las realice la UPME como responsable de la planificación sectorial.
- Operación de fuentes intermitentes: Corresponde a XM, con apoyo del Consejo Nacional de Operación.
- Apoyo financiero a pequeños proyectos: corresponde al FENOGE, liderado por el Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a Eficiencia Energética y Movilidad sostenible; los Ministerios de Transporte, Ambientes y Energía, deberán coordinar las acciones para definir políticas y acciones que hagan posible el cumplimiento de las metas. La CIURE es un buen escenario para la coordinación de estas políticas y para el seguimiento de las metas.

Acción No.7. Fortalecimiento CIURE

La Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, CIURE fue creada mediante el Decreto 3683 de 2003, compilado en el Decreto 1073 de 2015, que además reglamenta los objetivos propuestos por la Ley 697 de 2001 en materia de uso racional de energía. Las funciones principales de esta Comisión son:

- a) Coordinar las políticas del Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes no Convencionales de Energía que diseñen cada una de las entidades, en el ámbito de su competencia;
- b) Impartir orientación superior a las entidades de la rama ejecutiva del poder público, que desarrollen funciones relacionadas con el Uso Racional y Eficiente de Energía y las Fuentes No Convencionales de Energía;
- c) Impulsar los programas y proyectos sobre Uso Racional y Eficiente de Energía, Cogeneración y Fuentes No Convencionales de Energía.

La Comisión Intersectorial está integrada por los siguientes miembros permanentes:

- a) El Ministro de Minas y Energía o su delegado.
- b) El Ministro de Comercio, Industria y Turismo o su delegado.
- c) El Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible o su delegado.
- d) El Director General del Departamento Nacional de Planeación.

- e) El Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas, CREG.
- f) El Director del Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología "Francisco José de Caldas", Colciencias.
- g) El Director del Instituto de Promoción y Planificación de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE".

La Comisión Intersectorial cuenta con una Secretaría Técnica que es ejercida por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, y tiene a su cargo la coordinación de las sesiones y los grupos de trabajo, la preparación de documentos y la elaboración de las actas respectivas.

El Ministerio de Minas y Energía, consciente de las fallas en la composición de la CIURE, propuso en el año 2016 una modificación, la cual no fue aprobada. Resulta pertinente, para el fortalecimiento de esta institución y para que cumpla con sus funciones principales, hacer algunos ajustes. Para ello se propone:

- Incluir en su composición al Ministro de Transporte o su delegado.
- Incluir al Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado.
- Establecer que el delegado de cada uno de los ministros y del Director General del Departamento de Planeación Nacional no puede tener un rango inferior a viceministro o subdirector.
- Reducir el tamaño, excluir a los directores de Colciencias y de la CREG de la Comisión.
- Incluir dentro de sus objetivos el desarrollo de un esquema de seguimiento y monitoreo de las metas de Uso Racional de Energía y de desarrollo de FNCER.
- Incluir dentro de sus objetivos, la definición de políticas de tipo regulatorio para el cumplimiento de las metas a ser desarrolladas por la CREG o por las entidades sectoriales de regulación para ambiente, vivienda y transporte.
- Hacer seguimiento y monitoreo a los compromisos internacionales en materia de cambio climático, uso eficiente de energía y FNCER.

Acción: Fortalecimiento CIURE

Se propone realizar ajustes a la conformación del CIURE en pro de su fortalecimiento institucional, tales como la inclusión dentro de sus objetivos del desarrollo de un esquema de seguimiento y monitoreo de las metas de Uso Racional de Energía y de desarrollo de FNCER y la definición de políticas de tipo regulatorio para el cumplimiento de las metas a ser desarrolladas por la CREG o las entidades sectoriales de regulación para ambiente, vivienda y transporte. Igualmente cambiar la composición de la CIUR para incluir al Ministerio del Transporte y excluir algunas entidades que no tiene el rango ministerial o de Departamento.

El instrumento para fortalecer el CIURE es la emisión de un decreto emanado del Ministerio de Minas y Energía.

Acción No.8. Ejecución de subastas para nuevos proyectos de energía eléctrica

En muchos casos, la CREG ha asumido como propia la ejecución y definición de políticas energética y el planeamiento sectorial. El caso más claro es la realización de las subastas de confiabilidad y la definición de la demanda objetivo a atender, aspectos que deberían ser definidos por el Ministerio de Minas y Energía y la UPME. Este hecho le impide al ente rector de la política definir el tipo de subastas y de tecnologías que desea impulsar en el país. En este sentido, se propone que las subastas de expansión y de confiabilidad sean coordinadas por el MME quien define el cómo y para qué se hacen y la UPME define la demanda objetivo. La CREG definirá los esquemas de remuneración y las reglas a tomar en cuenta en cada caso.

Con esta propuesta se busca que el Ministerio pueda llevar a cabo las políticas en materia de definición de la matriz energética del país, de una manera más eficaz y sin barreras de ningún tipo.

Esta es una decisión administrativa que puede tomar el Ministerio mediante decreto.

Estrategia No.5. Fortalecimiento de las Comisiones de Regulación

Después de más de 20 años de su creación, se hace necesario fortalecer y modernizar el funcionamiento de las comisiones de regulación, principalmente de la CREG en varios aspectos: fortalecimiento técnico, trabajo colegiado, análisis ex - ante y ex - post de la regulación, seguimiento de la política energética, modernización de las metodologías del rol de la actividad regulatoria, oportunidad en la regulación que ajuste las fallas del mercado, entre otros temas. Estas mejoras son fundamentales para afrontar los retos de los mercados energéticos, respecto a las FNCER y la eficiencia energética, definidas en la legislación reciente. Cabe resaltar que todas las acciones de esta estrategia se pueden establecer mediante decreto.

Acción No.9. Ampliación de recursos para mejorar tiempos de respuesta a los cambios de mercado

Es muy importante que se realicen los ajustes de tipo regulatorio al mercado para que las fuentes renovables no convencionales, especialmente las de tipo intermitente (solar fotovoltaica y eólica) puedan participar en el mercado. Dentro de estos ajustes están la creación de un mercado intra-diario y/o un mercado de balances, contratos de largo plazo basados en energía media, introducción de aspectos técnicos relativos a estas tecnologías, entre otros. Pero, además es muy importante que la CREG acelere el proceso de ajustes al mercado con mayor oportunidad, conforme a los cambios tecnológicos y los avances en la regulación en el mundo.

Acción No.9. Ampliación de recursos para mejorar tiempos de respuesta a los cambios de mercado

Se propone una ampliación de los recursos destinados a la CREG para mejorar sus tiempos de respuesta en los retos del mercado y realizar los ajustes regulatorios en discusión, como la armonización en el mercado de las FNCER, la creación de un mercado intra-diario y/o un

mercado de balances, contratos de largo plazo estandarizados y la introducción de aspectos técnicos relativos a estas tecnologías.

Acción No.10. Análisis de los efectos de las propuestas e impacto de las medidas (análisis ex – ante y análisis ex - post)

En un mercado tan complejo y dinámico es muy importante que se analicen a profundidad las propuestas regulatorias planteadas. Para ello es muy importante que la CREG cuente con las herramientas adecuadas para realizar estos análisis, en términos de software, modelos económicos y matemáticos, etc., para ejecutar estas simulaciones.

Igualmente, la evaluación ex -post de la regulación es fundamental para evaluar la necesidad de ajustes o correcciones a las regulaciones emitidas. Se requiere tener capacidad de evaluar los resultados no solo en términos de funcionamiento del mercado sino del desempeño financiero de los agentes.

Acción: Análisis de los efectos de las propuestas e impacto de las medidas (análisis ex – ante y análisis ex - post).

En un mercado tan complejo y dinámico es muy importante que se analicen a profundidad las propuestas regulatorias planteadas. Se propone la evaluación ex -post de las resoluciones publicadas para evaluar la necesidad de ajustes o correcciones a las mismas.

Acción No.11. Garantía de análisis colectivo

La Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene un modelo de trabajo basado en asignar temas a cada experto, por el número limitado de expertos y recursos disponibles para abordar todos los análisis necesarios, por lo cual es necesario evitar la asignación específica de temas a un solo experto. Se recomienda fortalecer los grupos de trabajo en los temas específicos, de manera que no se designen múltiples temas a un solo comisionado o que un tema sea analizado por un solo comisionado.

Acción: Garantía de análisis colectivo

Se propone fortalecer los grupos de trabajo en los temas prioritarios para garantizar suficientes recursos para un análisis colectivo.

Acción No.12. Limitar la reelección de expertos de la CREG

Para efectos de mayor transparencia, es muy importante que los comisionados no sean reelegidos en periodos demasiado largos, con el fin de permitir renovación y nuevas visiones de la regulación.

Acción: Limitar la reelección de expertos de la CREG

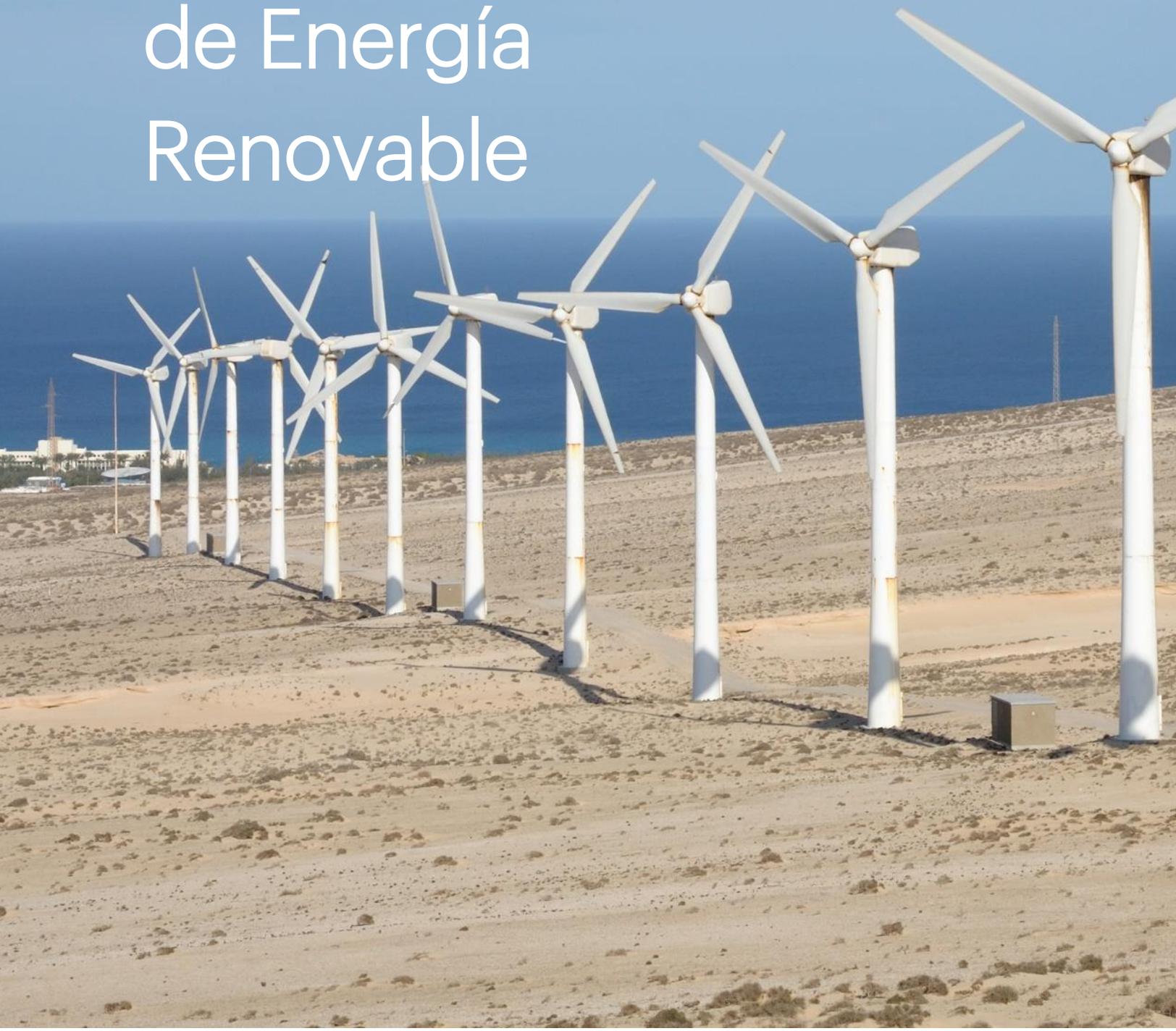
Para efectos de mayor transparencia, es muy importante que los comisionados no tengan una duración o sean reelegidos por periodos mayores a 10 años.

Discusión: Recomendaciones Sobre Temas Transversales

La implementación de las recomendaciones expuestas en términos institucionales, normativos, regulatorios, financieros y de mejoras de la información es fundamental para eliminar barreras que hoy dificultan el desarrollo de proyectos de FNCER y de eficiencia energética. Se recomienda que estas medidas sean desarrolladas en el corto plazo, puesto que tienen efectos positivos importantes y son de fácil y bajo costo de implementación.

Todas las acciones propuestas en este capítulo son de corto plazo y deberían estar implementadas antes del año 2022.

3. Fuentes No Convencionales de Energía Renovable



3

Fuentes No Convencionales de Energía Renovable

El desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para el abastecimiento energético nacional debe ser una componente fundamental de las políticas y planes orientados al desarrollo sostenible y crecimiento verde del país. La utilización de FNCER produce beneficios ambientales, relacionados con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes perjudiciales, beneficios de seguridad energética, por la mayor diversificación y complementariedad de las fuentes de energía, y beneficios económicos, por la reducción en costos de suministro y el desarrollo de nuevas actividades basadas en innovación.

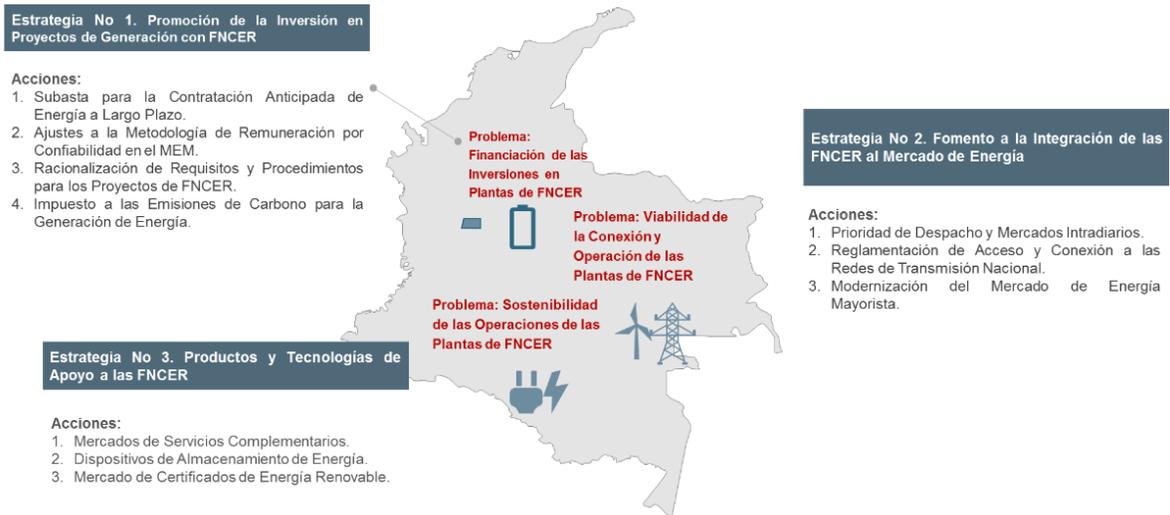
En los informes precedentes de este estudio se señaló que el desarrollo actual de las FNCER en Colombia es incipiente, a pesar de contar con una buena base de recursos renovables, un marco institucional y regulatorio desarrollado, y un sector energético competitivo con múltiples participantes. Como explicación de esta situación, se identificaron múltiples barreras de tipo económico, regulatorias, tecnológicas e institucionales, que obstaculizan el desarrollo de proyectos con base en FNCER, su integración al mercado energético y su operación sostenible. La superación de estas barreras justifica la adopción de políticas e instrumentos de incentivo para este tipo de fuentes en Colombia.

También se encontró que existe un contexto externo e interno favorable para el despegue de las FNCER en Colombia. Esto con base en el continuo crecimiento, desarrollo y reducción de costos de las tecnologías de producción con FNCER a nivel global, los compromisos ambientales adquiridos en el marco del Acuerdo de París sobre Cambio Climático (COP21), la inclusión del acceso seguro a la energía dentro de los nuevos objetivos de desarrollo sostenible (ODS) de la ONU, y la meta del país de hacer parte de la OCDE. Igualmente, por la expedición de la Ley 1715 de 2014 que regula la integración de las energías renovables no convencionales en el sistema energético nacional, la inclusión del crecimiento sostenible y bajo en carbono en el Plan Nacional de Desarrollo, y los recientes estudios e iniciativas de reformas para modernizar el mercado de energía y fomentar el uso de energías renovables en Colombia.

En este orden de ideas, y con base en el diagnóstico y análisis realizados en este Estudio, se han identificado y formulado una serie de propuestas de políticas y acciones de incentivo a las FNCER, con sus respectivas metas en distintos plazos, para superar las barreras señaladas y hacer parte de un programa estratégico de impulso al crecimiento verde del país. Las propuestas apuntan al uso eficiente y sostenible de los recursos energéticos, a potenciar su contribución a la competitividad y crecimiento económico del país, y a aprovechar las fortalezas del sector energético para que Colombia sea líder en el desarrollo de las FNCER en el contexto regional.

Las acciones propuestas se han agrupado en tres ejes temáticos o estrategias, con el objetivo de alcanzar una mayor participación de las FNCER en el suministro de energía, de manera consistente con las metas ambientales, de política energética y de desarrollo sostenible del país. El primer eje estratégico consiste en medidas dirigidas a promover la inversión por parte de agentes privados en proyectos de generación con FNCER. El segundo eje estratégico lo conforman las acciones para el fomento de la integración de las FNCER en el mercado de energía nacional. Y el tercer eje estratégico agrupa instrumentos que soportan la sostenibilidad de las FNCER. Ver Ilustración 1.

Ilustración 2. Estrategias y acciones para FNCER.



Fuente: Elaboración Propia - Enersinc.

La primera estrategia enfrenta la problemática que encuentran los potenciales inversionistas en plantas de generación con FNCER, que dificulta y hace riesgoso el desarrollo de estos proyectos en Colombia, desde el punto de vista de su estructuración, financiación y construcción. Las acciones que componen esta estrategia son la realización de subastas para la contratación por anticipado de energía a largo plazo en el MEM, la adopción de ajustes en la metodología para el cálculo de la Energía Firme remunerada mediante el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (ENFICC) y la racionalización de los requisitos y procedimientos que deben cumplirse para que se apruebe la construcción de los proyectos.

Por otro lado, además de que sea factible realizar las inversiones en instalaciones de generación con FNCER, la viabilidad de los proyectos depende de que éstas plantas puedan efectivamente participar en las actividades del mercado de energía. Por consiguiente, la segunda estrategia está dirigida a acciones que habilitan la conexión y operación de estas plantas en el SIN y por tanto la integración de las FNCER al MEM. Las propuestas que hacen parte de esta estrategia se relacionan con normas y reglas para facilitar el despacho de la generación variable en el mercado de energía, para reglamentar el acceso y conexión de las plantas al sistema de transmisión nacional, y para modernizar el funcionamiento del MEM.

Finalmente, además de incentivar el desarrollo de proyectos de generación de FNCER en el país y facilitar la participación de estas plantas en el MEM, es importante propiciar la sostenibilidad de sus operaciones sin depender de reglas específicas. En este sentido, la tercera estrategia busca que existan en el mercado de energía nuevos recursos que pueden ser utilizados por la generación de FNCER como soporte de su operación continua. Esta estrategia está conformada por las propuestas de desarrollar los mercados de servicios complementarios en el MEM, habilitar la utilización comercial de dispositivos de almacenamiento de energía y contar con un esquema de transacciones de certificados de energía renovable.

En la Tabla 1 se presenta el conjunto de las estrategias y acciones que conforman la propuesta para el desarrollo de las FNCER en el mercado de energía nacional, como parte del programa de

crecimiento verde del país. En este capítulo se explican y desarrollan las componentes de estas estrategias y acciones, incluyendo –en la medida que aplique– su justificación, descripción, alcance, requerimientos, impactos, beneficios, costos, indicadores y metas.

Tabla 1. Propuestas para la Generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

| Problemática | Estrategia | Acciones Propuestas |
|--|---|---|
| Estructuración y Financiación de las Inversiones en Plantas de FNCER | I. Promoción de la Inversión en Proyectos de Generación con FNCER | <ol style="list-style-type: none"> 1) Subasta para la Contratación Anticipada de Energía a Largo Plazo 2) Ajustes a la Metodología de Remuneración por Confiabilidad en el MEM: ENFICC estacional y de portafolio. 3) Racionalización de Requisitos y Procedimientos para Proyectos de FNCER |
| Viabilidad de la Conexión y Operación de las Plantas de FNCER | II. Fomento a la Integración de las FNCER al Mercado de Energía | <ol style="list-style-type: none"> 1) Prioridad de Despacho y Mercados Intradarios 2) Reglamentación de Acceso y Conexión a las Redes de Transmisión Nacional 3) Modernización del MEM: precios nodales, estandarización de contratos, conexión profunda de transmisión |
| Sostenibilidad de las Operaciones de las Plantas de FNCER | III. Productos y Tecnologías de Apoyo a las FNCER | <ol style="list-style-type: none"> 1) Mercados de Servicios Complementarios 2) Dispositivos de Almacenamiento de Energía 3) Certificados de Energía Renovable |

Estrategia No.6. Promoción de la Inversión en Proyectos de Generación con FNCER

En el Informe de Oferta se encontró que la barrera más importante para contar con una mayor participación de las FNCER en la oferta energética del país consiste en las dificultades que se enfrentan cuando se quiere desarrollar proyectos de generación de energía con base en estas tecnologías. En ello confluyen distintos aspectos relacionados con la estructura de costos, las expectativas de ingresos y los mecanismos de financiación de los proyectos, así como la normativa que se debe cumplir. A continuación, se formulan tres propuestas específicas para mitigar riesgos y promover la inversión en plantas de generación con FNCER en Colombia.

Acción No.13. Subasta para la Contratación Anticipada de Energía a Largo Plazo

Justificación

Los proyectos de generación con FNCER a gran escala pueden vender la energía que produzcan en la bolsa de energía (mercado de corto plazo o spot) o en el mercado bilateral de contratos del Mercado de Energía Mayorista (MEM). La volatilidad propia de la remuneración con base en precios “spot” hace muy riesgoso hacer una inversión solo con base en ventas en bolsa, especialmente para plantas que generan por disponibilidad del recurso y no por precio, como es el caso de la generación de tipo variable tal como la eólica y solar. La mejor opción para este tipo de plantas es por tanto establecer contratos de venta de energía a largo plazo con empresas comercializadoras de energía o usuarios no regulados.

No obstante, el mercado a plazo bilateral del MEM tiene problemas de liquidez y de falta de estandarización de productos, lo que dificulta la suscripción de contratos. Adicionalmente, los contratos de energía en el MEM son acuerdos de cobertura financiera, con plazos que típicamente no superan los dos o tres años, y no se suscriben hasta que la planta está en operación por la aversión al riesgo de los comercializadores. Esto es especialmente gravoso para los proyectos de FNCER que no encuentran demanda por contratos de venta de energía a largo plazo suscritos por anticipado, que les permita financiar la inversión en las plantas, considerando además que su expectativa de obtener una remuneración de cargo por confiabilidad para tal fin es baja.

Por consiguiente, los proyectos de generación con FNCER requieren un mecanismo para vender contratos de energía a largo plazo que sustente su cierre financiero. Este punto ha sido señalado reiteradamente por los potenciales inversionistas como elemento fundamental del que depende su decisión de invertir en un proyecto de este tipo en Colombia. Un mecanismo eficiente y apto para este fin es la realización de subastas para adjudicar contratos de venta de energía de largo plazo a nuevas plantas de generación. Las subastas para la contratación de energía renovable es tal vez el mecanismo más utilizado actualmente a nivel internacional para incentivar la generación con FNCER. Para implementar en Colombia subastas para contratación de energía renovable de fuentes no convencionales debe tenerse en cuenta las características propias de los contratos de energía en el país² y también considerar su relación con el Cargo por Confiabilidad, para que este mecanismo sea consistente con el diseño y operación del MEM.

Situación Actual

Estudios precedentes (EY 2016) y las perspectivas ofrecidas por potenciales desarrolladores de proyectos de FNCER (SER 2017) han señalado la conveniencia y necesidad de un mecanismo de subasta para la contratación anticipada de energía de largo plazo en Colombia. También, a nivel internacional se cuenta con bastante experiencia en la realización de subastas de energías renovables, incluyendo a nivel regional, con buenos resultados en términos de participación y precios de oferta (IRENA-CEM 2015, IRENA 2017).

² A diferencia de los PPAs convencionales o los contratos de suministro de potencia y energía utilizados en otros países, los acuerdos bilaterales de compraventa de energía en el mercado mayorista de Colombia son instrumentos de cobertura de precio, no requieren la entrega física de la energía y no afectan el despacho de generación.

A nivel normativo, la CREG publicó en 2016 un documento para discusión (Doc. CREG 161/2016 emitido mediante Circular CREG 099/2016), presentando varias alternativas regulatorias para la integración de la FNCER al MEM, incluyendo entre estas algunas modalidades de contratación a largo plazo. Su propósito fue recibir comentarios, como parte de un proceso de análisis y evaluación de propuestas para la generación con energías renovables. El documento describe las características principales de cada alternativa, pero, no contiene una propuesta detallada de las mismas. A la fecha, la CREG no ha publicado nuevos documentos o regulaciones al respecto.

La acción más concreta a la fecha corresponde al Decreto No. 0570 del MME, emitido el 23 de marzo de 2018, en el que se definen los “*lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica*”. El decreto tiene por objeto establecer los lineamientos para implementar un mecanismo que promueva la contratación a largo plazo de proyectos de generación eléctrica, de manera complementaria a los mecanismos existentes en el MEM. El decreto establece el cumplimiento de distintos objetivos para el mencionado mecanismo, incluyendo de tipo ambiental y de seguridad energética, mediante el aprovechamiento de los recursos renovables disponibles en el país y la contratación a largo plazo de proyectos nuevos y/o existentes. Para el mecanismo se establece entre otras características un esquema competitivo de asignación.

Cabe señalar que el borrador inicial del decreto estaba dirigido a proyectos de FNCER, mientras que la versión final no restringe la participación en el mecanismo de ningún tipo de proyecto de generación. En general, el decreto delega el diseño del mecanismo a otras entidades y no contiene una propuesta específica de su funcionamiento, aparte de lo que se indica sobre el tipo de proyectos que pueden hacer parte del mismo. La propuesta que se describe a continuación formula de manera específica los elementos, características y requisitos para implementar dicho mecanismo como parte del MEM.

Propuesta

El elemento central de la propuesta es un esquema de contratación de energía a largo plazo de forma anticipada, que apoye la financiación de proyectos de FNCER. El desarrollo de una subasta para la adjudicación de estos contratos es un mecanismo eficiente que permite escoger las alternativas de mejor precio de suministro para el sistema. Por consiguiente, se propone realizar una subasta centralizada en el MEM para adjudicar contratos de venta de energía de largo plazo a plantas nuevas de FNCER a gran escala. El objetivo de este mecanismo es incentivar la generación con energías renovables no convencionales y cumplir las metas ambientales y de política energética del país, como está establecido en el Decreto MME 570 de 2018. Adicionalmente, esta subasta centralizada de contratos a largo plazo contribuirá a mejorar la oferta en el mercado de contratos y estará coordinada con el mercado de confiabilidad, siendo parte de los mecanismos de expansión de la generación en el MEM.

En la subasta se adjudicarían contratos de venta de energía con un plazo de quince años y sería un proceso competitivo con base en precios fijos de oferta de suministro de la energía. La subasta regulada de contratos de largo plazo básica estaría dirigida a plantas nuevas de generación a gran escala con FNCER, independientemente de su tecnología, conforme al Decreto del MME. En principio, podrían participar plantas de 20 MW hacia arriba, que se sujeten al despacho centralizado

del MEM³. Las subastas serían convocadas a discreción del regulador, por el monto que este determine y para adjudicar contratos de energía tipo “pague lo contratado” con inicio de vigencia futura a tres años. El número, frecuencia y monto de energía a contratar en la subasta se definiría de acuerdo con las metas ambientales y de seguridad energética del sector eléctrico, considerando entre otros el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto del MME y los análisis de seguimiento que realice la UPME previstos en el mismo.

Operación de la Subasta

Como parte compradora acudiría a la subasta la demanda regulada de manera obligatoria, para adquirir como mínimo un porcentaje de sus requerimientos futuros de energía, el cual sería determinado por la CREG a prorrata del monto mínimo de energía definido para la subasta. La demanda regulada también podría libremente ofrecer comprar cantidades mayores a la mínima obligatoria, presentando en tal caso ofertas de precio de compra. Igualmente, podría acudir a la subasta de contratos de largo plazo la demanda no regulada de manera voluntaria, con las cantidades y precios de oferta asociados que libremente decida.

Por consiguiente, en la subasta básica debe adquirirse una cantidad mínima de energía de plantas nuevas FNCER, con un período de planeación de hasta tres años, relacionado con el cumplimiento de objetivos ambientales y de política energética del país. Por otro lado, por criterios de liquidez, eficiencia en la definición del precio y transparencia de la subasta, y para una coordinación eficiente con el mercado de contratos, se recomienda que la subasta regulada se extienda para permitir la participación voluntaria de nuevas plantas de generación de cualquier tipo, como previsto en el Decreto del MME. Éstas podrán resultar adjudicatarias de contratos de venta de energía siempre y cuando se cumplan los mínimos requeridos de asignación a plantas nuevas de FERN.

Los contratos por adjudicar serían instrumentos de cubrimiento financiero y sin requerimiento de despacho físico de la energía, como son los actuales contratos bilaterales del MEM. Sin embargo, para participar en la subasta deberá ser requisito comprometer el respaldo de una planta de generación nueva, por la relación con la remuneración de confiabilidad que se explica más adelante. Por tal razón, las plantas no podrán comprometerse a vender cantidades mayores que su energía media, o que haya sido previamente asignada en otros contratos regulados de largo plazo.

Las ofertas de venta de la subasta serían de cantidad y precio monómico de energía, así como las ofertas de compra de energía de la demanda, con excepción de las ofertas obligatorias de la demanda regulada que serían a precio cero. La adjudicación se realizaría a una sola ronda en sobre cerrado, y la oferta marginal que cubra las ofertas de la demanda establecerá el precio de cierre de la subasta y la remuneración para todas las ofertas adjudicadas.

³ La propuesta de contratación a largo plazo está dirigida a plantas de generación de FNCER a gran escala con capacidades mayores o iguales a 20 MW. Las plantas de generación de FNCER con capacidades entre 1 y 20 MW pueden registrarse en el MEM como plantas menores, lo que les permite tener prioridad de despacho, recibir el precio de bolsa y tener remuneración de confiabilidad. Los proyectos de FNCER con capacidades hasta 1 MW estarán sujetas a la regulación aplicable a la generación distribuida y la autogeneración a pequeña escala.

Productos de la Subasta

Los contratos para adjudicar en la subasta serían acuerdos del tipo “pague lo contratado” con compromisos de entrega horario, y al ser de tipo financiero estos pueden cubrirse con generación propia o con compras en el mercado spot. La utilización de productos tipo “pague lo generado” o de “energía media” con períodos mayores de cumplimiento (p.ej. mensual o estacional) crearía un riesgo de exposición al precio de bolsa para la demanda que es contraparte del contrato, pues no tendría garantizada la cobertura financiera de sus compras. Adicionalmente, se requeriría implementar un procedimiento engorroso de liquidación de los compromisos del contrato. Estos productos también serían incompatibles con la operación de un futuro esquema de mercados intradiarios, en los que los compromisos contractuales se liquidarían en forma horaria en el mercado del día antes. Finalmente, esto crearía contratos “ad hoc” para la generación con FNCER, lo que iría en contra del objetivo de estandarización de los contratos que se ha planteado para el MEM, y crearía resistencia en otros agentes del mercado.

Los acuerdos tipo “pague lo contratado” protegen a la demanda respecto al cumplimiento de este, que es asumido por el generador. Esto considerando que los generadores están en mejor posición de valorar su riesgo de cumplimiento y encontrar coberturas apropiadas que la demanda de energía. Así, como se mencionó anteriormente, la generación renovable de tipo variable puede cumplir sus compromisos con compras en bolsa, y para mitigar el riesgo de precio también puede establecer acuerdos de respaldo con generación convencional. En el futuro, con la operación de un esquema de mercados intradiarios en el MEM, se tendrán más herramientas para que los generadores ajusten sus ofertas y para cubrir posiciones financieras descubiertas en el mismo día de entrega.

Como medida adicional para mitigar el riesgo de cumplimiento de los contratos de largo plazo por parte de la generación con FERNC, se recomienda que en la subasta regulada se adjudiquen contratos de largo plazo para entrega horaria continua, así como para entrega horaria en tres bloques de carga independientes: demanda de punta, demanda intermedia y la demanda de valle. Es decir, se subastarían cuatro tipos de productos, lo que daría mayor flexibilidad para que los generadores ajusten sus ofertas de acuerdo con sus expectativas de producción y la demanda ajuste las suyas de acuerdo con sus necesidades y perfil de consumo.

Discusión: Selección del producto para la subasta de largo plazo

La recomendación de utilizar contratos “pague lo contratado” para las subastas de largo plazo es consistente con la operación del MEM y con el principio de asignar riesgos a quien está en mejor capacidad de gestionarlos. En primer lugar, debe aclararse que en las subastas de largo plazo se adjudicarían contratos del MEM, y por lo tanto se suscribirían entre una empresa generadora de energía y una empresa comercializadora de energía, que lo haría en representación de la demanda que atiende, no con un off-taker independiente que asume el riesgo de comercialización de la energía. Los efectos del contrato en términos de cumplimiento y precio se trasladan por tanto a los consumidores de energía del país, como se indica en el Decreto MME 570 de 2018.

En el MEM se distinguen en general dos tipos de modalidades de contratación. En los acuerdos “pague lo contratado” el contrato se liquida por las cantidades pactadas, independientemente de si las partes generan y consumen otras cantidades, y las diferencias respecto a lo contratado

se liquidan financieramente en la bolsa de energía. En la segunda modalidad o “pague lo generado” el contrato se liquida solo por la cantidad de energía entregada por el generador. Desde el punto de vista del generador, la última modalidad es más conveniente pues no asume riesgo de cumplimiento financiero del contrato y por tanto de exposición al precio de bolsa. Esto también hace este tipo de contrato atractivo para la generación variable de FNCER, que por su naturaleza intermitente tiene dificultades en cumplir físicamente un compromiso de entrega horaria.

Sin embargo, este riesgo no desaparece, sino que se traslada enteramente a la demanda como contraparte del contrato, para la cual el comercializador tendrá que comprar en bolsa las cantidades consumidas que no fueron cubiertas por el contrato, con un impacto directo en las tarifas de energía. Debe recordarse que precisamente el objetivo de los contratos de energía en el MEM es proveer esta cobertura financiera, puesto que la garantía de suministro se paga aparte como cargo por confiabilidad. Los compromisos “pague lo contratado” protegen a la demanda asignando el riesgo de cumplimiento del contrato a los generadores.

Definir qué tipo de contrato es más conveniente como producto para la subasta de largo plazo se basa por tanto en una valoración de quién debe asumir el riesgo de cumplimiento financiero. Con base en el principio económico y regulatorio de que los riesgos deben asignarse a quien esté en mejor capacidad de gestionarlos, se consideró que en este caso los generadores están mejor posicionados para ello. En primer lugar, por ser los que mejor conocen las características y capacidad de generación sus plantas, y están mejor calificados para proyectar su producción real, para lo cual la parte compradora estaría en desventaja. Y en segundo lugar, con base en el mejor conocimiento de su riesgo de cumplimiento, pueden utilizar diversos instrumentos que el mercado pondría a su disposición para mitigar o cubrir este riesgo. Esto en la medida que se dispondría de mercados intradiarios para negociar energía en horizontes más cercanos al tiempo real, en los que la oferta juega un papel más activo, y en todo caso por la posibilidad que siempre existe de respaldarse contratando con otros generadores, para lo cual cobra importancia avanzar en la propuesta de estandarización de contratos que le daría mucha mayor liquidez a dicho mercado.

Adicionalmente, para limitar el riesgo de cumplimiento, se propone que los oferentes en la subasta de largo plazo también puedan optar por períodos de entrega correspondientes a tres bloques de carga diarios. Esto haría el mecanismo de asignación de la subasta algo más complejo, pero no presentaría mayores dificultades para la liquidación de los contratos en el MEM. Subastas de contratos de largo plazo con ofertas por bloques de carga se han utilizado por ejemplo recientemente en Chile. Finalmente, los generadores pueden hacer la valoración del riesgo a que se exponen e incorporarlo en el valor de sus ofertas, de manera que la cobertura financiera ofrecida a la demanda se mantenga, incluyendo la respectiva prima de riesgo.

La alternativa de utilizar contratos de “energía media”, consistiría en acuerdos con compromiso de entrega de energía no horario sino a mayor plazo, por ejemplo, anual. Desde un punto de vista práctico, la liquidación de estos contratos en el MEM sería compleja, pues su cierre se realiza al final del período de compromiso, mientras que en el MEM se realiza una liquidación horaria de todas las transacciones comerciales, por diferencias entre la generación y consumo real con respecto a los compromisos contractuales. Y lo sería aún más en un esquema de mercados intradiarios, con liquidación horaria de contratos de manera firme el día anterior a la

operación. Estos contratos no existen en el MEM y deberían crearse de manera “ad-hoc” para las subastas de largo plazo. Esto también puede crear resistencia en el sentido de que sería un producto hecho a la medida de las necesidades de la generación variable de FNCER.

Desde el punto de vista de la demanda, los contratos de “energía media” le seguirían asignando la mayor parte del riesgo de cumplimiento, con la excepción de que este se materializaría al momento de la liquidación final. El beneficio del compromiso de entrega de energía media para la demanda es discutible, puesto que el valor de la energía en un mercado competitivo depende del momento de su entrega, no de la cantidad total entregada en un periodo de tiempo. Por tanto, la demanda no obtendría el cubrimiento total del riesgo de exposición a precios de bolsa, que es lo que se busca con los contratos del MEM. Adicionalmente, como ya se ha dicho, la garantía de suministro físico de energía no la provee el contrato sino el mercado a través del cargo por confiabilidad, por lo que la entrega física de la energía media no es tan relevante como si lo es el poder fijar el precio de suministro de las cantidades requeridas.

En su conjunto, el análisis de la asignación de riesgos y beneficios, y la valoración de quien está en mejor capacidad de gestionarlos, lleva a recomendar la utilización de compromisos “pague lo contratado” para la subasta de largo plazo. En todo caso, la selección de otro tipo de productos afectaría la distribución de riesgos y beneficios, pero no alteraría de manera fundamental el mecanismo propuesto para la contratación de energía a largo plazo.

Contratos de Largo Plazo y Cargo por Confiabilidad

La subasta regulada de contratos de largo plazo tendría como uno de sus fines principales incentivar la inversión en nueva generación de FNCER. En este sentido debe estar relacionada con el mecanismo de expansión de la generación en el MEM, que está basado en la remuneración del Cargo por Confiabilidad. Para que exista compatibilidad y coordinación entre estos dos esquemas se propone que la adjudicación de contratos de largo plazo en las subastas centralizadas también de prioridad de acceso al mercado de confiabilidad.

Es decir, a las plantas que suscriban contratos regulados de largo plazo se les daría la posibilidad, si voluntariamente lo aceptan, de recibir remuneración de cargo por confiabilidad por una OEF proporcional a la fracción de la energía media comprometida en los contratos, en calidad de tomadoras de precio y sin necesidad de participar en las subastas de confiabilidad. Las OEF se asignarían para plantas nuevas con la misma duración prevista en las subastas de confiabilidad, o en el contrato, la que sea mayor.

Lo anterior implica que los contratos regulados de largo plazo deben contar con respaldo físico de una planta de generación, una vez comience el período de vigencia de estos. Igualmente, para las plantas nuevas es necesario que se tenga un esquema adecuado de garantías para asegurar que las plantas entren en operación en el tiempo establecido, con la capacidad comprometida y sin aumentar el precio de venta acordado en las subastas. Lo anterior considerando que la experiencia internacional ha mostrado que este ha sido uno de los puntos débiles de los mecanismos de subastas de energías renovables (IRENA 2017). Como mínimo deben adoptarse los mecanismos de garantía constructivos del cargo por confiabilidad.

Vigencia del Mecanismo

En principio, la cantidad de energía a contratar en las subastas de largo plazo y la periodicidad de las mismas debe ser definida por la CREG para alcanzar como mínimo las metas de emisiones del sector eléctrico producto de los compromisos internacionales del país. Adicionalmente, puede convocarse por una cantidad mayor y para plantas nuevas de todo tipo de tecnologías, para dar liquidez al mercado de contratos, disminuir la exposición al precio de bolsa de la demanda regulada y dar señales de precio de largo plazo al sistema. Esto en tanto se desarrollen los mercados anónimos y estandarizados de contratos que están en discusión en el MEM, u otro tipo de plataformas de negociación bilateral de energía.

En un futuro, se debería coordinar las subastas de contratos regulados con el mecanismo de certificados de energía renovable que se propone más adelante. De manera que, en vez de tratarse de convocatorias administrativas extraordinarias, el procedimiento de las subastas de contratos de largo plazo se formalice como otra componente del mercado de contratos, que permita a los agentes del MEM cumplir de manera eficiente con los requisitos de emisiones asociadas.

Acción: Subasta para la Contratación Anticipada de Energía a Largo Plazo

El elemento central de la propuesta es un esquema de contratación de energía a largo plazo de forma anticipada, que apoye la financiación de proyectos de FNCER. Se propone realizar una subasta centralizada en el MEM para adjudicar contratos de venta de energía de largo plazo a plantas nuevas de FNCER a gran escala. El objetivo de este mecanismo es incentivar la generación con energías renovables no convencionales y cumplir las metas ambientales y de política energética del país.

Período de Transición

La realización de subastas para la contratación anticipada de energía a largo plazo introduciría una nueva componente en el funcionamiento del MEM en Colombia de gran importancia, tanto desde el punto de vista de la comercialización de energía en el mercado y como parte de los mecanismos que incentivan la expansión de generación en el país. A este respecto, se ha señalado aquí su relevancia como acción fundamental para promover la inversión en proyectos de generación de FNCER en Colombia, considerando su incipiente desarrollo actual y su importancia para cumplir metas ambientales, de diversificación energética y en general de la sostenibilidad del sector eléctrico.

Por consiguiente, es conveniente la implementación rápida y efectiva del mecanismo de subastas de largo plazo, que previsiblemente será sujeto de distintos ajustes y modificaciones durante dicho proceso y a lo largo de su operación. La propuesta presentada en esta sección apunta a cómo debería funcionar este esquema en una etapa donde esté plenamente integrado a las operaciones del MEM. En el más corto plazo, para facilitar la realización de las primeras subastas de energía de largo plazo y el desarrollo de los primeros proyectos de generación con FNCER a gran escala en el país, se prevé que exista un período de transición donde puedan aplicarse reglas especiales y/o simplificadas para la realización de las subastas.

Estas reglas pueden considerar aspectos tales como realizar subastas exclusivas para FNCER, realizar subastas unilaterales con un solo comprador, reglas especiales de asignación, ofrecimiento de productos más simplificados, etc. El período de transición abarcaría las primeras subastas y una capacidad mínima de generación de FNCER. Una vez se encuentre comprometida la instalación de dicha capacidad, las reglas especiales o simplificadas de las primeras subastas pueden ser remplazadas gradualmente por aquellas más definitivas dirigidas a garantizar la eficiencia y sostenibilidad del mecanismo.

Acción No.14. Ajustes a la Metodología de Remuneración por Confiabilidad en el MEM

Justificación

El mecanismo básico de incentivo para la expansión de la generación en el MEM es el esquema de Cargo por Confiabilidad, que remunera la confiabilidad aportada por las plantas para el suministro de la demanda eléctrica en el largo plazo a través del concepto de Energía Firme. La Energía Firme del Cargo por Confiabilidad o ENFICC está definida como la “máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año” (subrayado propio).

La generación de FNCER puede obtener remuneración de confiabilidad como cualquier otra planta conectada al SIN: mediante el cálculo de su ENFICC a través de las fórmulas definidas por la CREG, y participando en las subastas de confiabilidad. No obstante, la aplicación de las metodologías vigentes para el cálculo de la ENFICC para plantas con generación renovable variable resulta en una energía firme que es sensiblemente menor que su energía media. Por consiguiente, la expectativa de obtener suficientes ingresos a través del cargo por confiabilidad para recuperar los costos de inversión de estas plantas es baja, y no constituye un incentivo suficiente para desarrollar proyectos de FNCER.

Esta situación se origina, entre otros, porque los criterios y metodologías de cálculo de ENFICC se desarrollaron con base en la generación hídrica y térmica convencional que han sido las tecnologías predominantes en el MEM hasta el momento, por lo que no capturan completamente la contribución a la firmeza del suministro que puede proveer la generación con FNCER. Dichos aportes provienen de la mayor diversidad y complementariedad entre las fuentes de energía, que puede aumentar la energía disponible esperada durante los períodos críticos de suministro del SIN, que corresponden a las épocas de baja hidrología, especialmente bajo la presencia del Fenómeno del Niño que es un evento con recurrencia multianual.

La revisión y ajustes a la metodología de cálculo de ENFICC, con el fin de tener una mejor estimación de los aportes a la firmeza del sistema de los recursos renovables no convencionales, aumentaría la remuneración que las plantas que usan dichas fuentes podrían percibir a través del cargo por confiabilidad. Es posible que dichos ajustes por sí solos no sean suficiente incentivo para invertir en proyectos de FNCER, pero si contribuirían a aumentar los ingresos y disminuir el riesgo de estos, y junto con otros mecanismos pueden hacer la diferencia para que los inversionistas decidan acometer los proyectos.

Situación Actual

La CREG ha definido las siguientes metodologías para el cálculo de la ENFICC de generación con recursos renovables no convencionales:

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

Estas metodologías calculan la energía que puede ser producida de manera continua en un año, bajo condiciones críticas de disponibilidad del recurso de generación, y por tanto presentan los problemas antes señalados.

Respecto a precedentes de cambios en el esquema de Cargo por Confiabilidad desde su implementación, este se ha ajustado varias veces para reflejar la realidad del mercado de energía. Los cambios más recientes tienen que ver con la asignación de OEF a plantas existentes y en la metodología de cálculo del precio de escasez.

Propuestas

ENFICC Estacional

Para la remuneración del cargo por confiabilidad se propone en primer lugar que la ENFICC se calcule para los meses de la estación de verano (o seca) que está definida en la regulación (de diciembre a abril), en lugar de para todo el año, considerando que los períodos críticos de suministro se concentran en dichos meses. Por consiguiente, la ENFICC representaría la energía que puede entregarse de manera continua durante los meses del período crítico de suministro, no durante los 12 meses del año que incluyen la estación de invierno (o de lluvias). De esta manera se podría reconocer la mayor disponibilidad de los recursos renovables no convencionales en condiciones de baja hidrología del sistema.

Para el cálculo de la ENFICC estacional en vez de anual se seguirían utilizando los registros históricos de disponibilidad del recurso de generación como en la metodología actual, o la mejor estimación o proyección del mismo en tanto se obtienen las respectivas series de tiempo. El cálculo de una ENFICC estacional para el MEM es completamente factible, requiriendo básicamente adaptar el modelo de optimización y los aplicativos de cálculo actualmente utilizados a la nueva definición de ENFICC. Sin embargo, especificar los cambios detallados al modelo de cálculo de la ENFICC va más allá del alcance de este estudio.

ENFICC de Portafolio

En segundo lugar, se propone, que, bajo el cumplimiento de ciertas condiciones, sea posible calcular la ENFICC de un portafolio de dos plantas de generación que tengan complementariedad

energética, es decir, cuyos ciclos de disponibilidad de recursos tengan una correlación negativa. Con base en dicho cálculo, se permitiría presentar ofertas de portafolio a las subastas de cargo por confiabilidad y que se asigne OEF a un portafolio conformado por ambas plantas, de manera que el cumplimiento de las mismas se verifique sobre su disponibilidad de energía combinada. Por consiguiente, desde el punto de vista de las OEF, el portafolio de plantas se trataría como una sola planta o “superplanta”, cuya ENFICC sería superior de la suma de las ENFICC de cada planta considerada por separado.

La primera condición a cumplir para las ofertas de portafolio es que compartan unas mismas condiciones climáticas, por estar ubicadas en la misma área geográfica u otro factor meteorológico relevante, de manera que la complementariedad se base en dicho hecho y no en una simple correlación estadística. La ubicación cercana también es importante para asegurar que la contribución de energía al SIN de las plantas del portafolio sea equivalente, considerando el efecto de las redes de transmisión. En segundo lugar, una de las plantas del portafolio debe ser de FNCER, puesto que el objetivo es que se creen portafolios de generación diversificados con renovables e incentivar el desarrollo de proyectos híbridos, no cambiar el concepto de cálculo de la ENFICC o que se conformen portafolios de generación por empresa. Más aún, se recomienda que la planta de FNCER que haga parte de un portafolio de ENFICC sea nueva, para reforzar el incentivo a expandir la capacidad de generación en renovables no convencionales.

El cálculo de la ENFICC del portafolio debe basarse en registro históricos de disponibilidad simultánea de los recursos de generación de las plantas que lo conforman, y con base en parámetros técnicos definidos por el regulador para reflejar la complementariedad entre ellas. El efecto sería aumentar la ENFICC remunerable de la planta de FNCER que hace parte del portafolio, y aumentar sus ingresos por dicho concepto. Este arreglo también sería conveniente para la planta convencional del portafolio, que podría pertenecer al mismo inversionista.

Acción: Ajustes a la Metodología de Remuneración por Confiabilidad en el MEM

Se propone ajustar la metodología de cálculo de la ENFICC, de manera que:

- La ENFICC se calcule para los meses de la estación de verano (o seca) que está definida en la regulación (de diciembre a abril), en lugar de para todo el año. Esto para reconocer la mayor disponibilidad de los recursos renovables no convencionales en condiciones de baja hidrología del sistema.
- Que, bajo el cumplimiento de ciertas condiciones, sea posible calcular la ENFICC combinada de un portafolio de dos plantas de generación –una de ellas de FNCER– que tengan complementariedad energética.

Acción No.15. Racionalización de Requisitos y Procedimientos para Proyectos de FNCER

Justificación

Como otras plantas de generación en el SIN, los proyectos de FNCER deben cumplir una serie de requisitos y procedimientos previo a que se pueda dar inicio a su construcción. Entre los más

importantes se encuentran la obtención de licencias ambientales –que incluye el proceso de consulta a las comunidades–, la consecución de permisos municipales y la aprobación de beneficios tributarios.

En general, los requerimientos y procesos de licencias, permisos y certificaciones de orden ambiental son engorrosos, demorados en su estudio, no tienen criterios claros de aprobación, y sus resultados son inciertos, por lo que se perciben como costos y barreras de entrada para el desarrollo de proyectos.

Esto es especialmente notorio para las plantas de FNCER, las cuales, por sus características y beneficios ambientales, deberían tener un proceso ágil de obtención de licencias y beneficios legales. La racionalización de requisitos y procedimientos contribuiría a facilitar el desarrollo de los proyectos de FNCER de manera oportuna, eliminar barreras innecesarias y dar una mayor certeza sobre sus costos.

Situación Actual

La Ley 99 de 1993 estableció el requisito de licencia ambiental y el otorgamiento de la misma por parte del Ministerio del Medio Ambiente (nombre en la época), en el ámbito de la generación de energía eléctrica, a los proyectos de *“.....construcción de presas, represas o construcción de centrales generadoras de energía eléctrica que excedan de 100.000 kW de capacidad instalada, así como el tendido de líneas de transmisión del sistema de interconexión eléctrica y proyectos de explotación de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes”*.

Esta ley está reglamentada en el Decreto 2041 de 2014, el cual determina que *“Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual cien (100) MW”* deberán obtener licencia ambiental y su otorgamiento será competencia de la ANLA. Los proyectos con capacidad entre 10 MW y 100 MW también deben obtener licencia ambiental pero su otorgamiento es competencia de las Corporaciones Regionales. En el caso de los proyectos con capacidad instalada superior a diez (10) kW, estos deberán solicitar pronunciamiento de la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de presentar Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA).

La ANLA es la agencia del MADS encargada de otorgar las licencias, permisos y aprobar trámites ambientales. El proceso de licenciamiento ambiental –que incluye las consultas a las comunidades en las áreas de influencia de los proyectos– está definido en el Decreto 2041 de 2014, el cual procuró agilizar los trámites para obtener las licencias y permisos, incluyendo la creación de una ventanilla integral de trámites ambientales en línea o “VITAL”.

La ANLA ha publicado los términos de referencia con los lineamientos generales para la elaboración y ejecución del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) y los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) para proyectos de uso de energía eólica continental, de energía solar fotovoltaica y proyectos de uso de biomasa para generación de energía. Estos estudios incluyen componentes físicos y socioeconómicos, y son requeridos para solicitar el otorgamiento de una licencia ambiental.

La ANLA también emite las certificaciones ambientales requeridas para la obtención de beneficios tributarios por nuevas inversiones en proyectos de FNCER, y en el área de nuevos proyectos de energía la ANLA coordina con las corporaciones autónomas regionales (CAR), el MME, la UPME y el MHCP.

Propuestas

La evaluación y licenciamiento ambiental de proyectos ha estado tradicionalmente relacionado con grandes obras de infraestructura vial, hidrocarburos, minería, transporte de energía y generación convencional. En el caso de las FNCER, si bien se han emitido términos de referencia para generación de energía con dichas fuentes, debería tenerse en cuenta en mayor grado sus características particulares para establecer los requisitos a cumplir. Como medidas para racionalizar los requerimientos y trámites exigidos a proyectos de FNCER se propone lo siguiente:

- Respecto a los requisitos: se recomienda revisar los términos de referencia de la ANLA para los estudios de licenciamiento ambiental de las FNCER, con el fin de simplificar los requisitos de diagnóstico de alternativas respecto a la ubicación del proyecto, establecer requerimientos diferenciales de acuerdo con el tamaño de los proyectos y reconocer los beneficios de las FNCER en el estudio de impactos ambientales. Igualmente, definir con claridad los criterios de los que depende la aprobación o no de las licencias ambientales.
- Para los proyectos de energía eólica y solar menores a 100 MW solo requerir el pronunciamiento de la autoridad ambiental sobre si es necesario el DAA. Eliminar la exigencia de (solicitud de pronunciamiento de) DAA para proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa “virtualmente contaminantes” menores a 10 MW, definiendo de qué tipo de proyectos se trata.
- Respecto a los trámites de licencia y certificaciones ambientales: debe darse pronto cumplimiento a lo requerido en la Ley 1715 de 2014, en los que se ordena, entre otros, que i) el MADS evalúe los beneficios ambientales con respecto a las FNCE, ii) la ANLA establezca un ciclo de evaluación rápido para proyectos de FNCE, de autogeneración y generación distribuida con beneficios ambientales, iii) que las CAR establezcan igualmente un ciclo rápido de evaluación de proyectos que tengan impactos ambientales positivos.
- Los ciclos de evaluación y aprobación de licencias y certificados ambientales deberían dividirse en etapas con tiempos fijos, en los que si no se recibe respuesta se asumirá que el silencio administrativo es equivalente a la aprobación del trámite. La ventanilla única de trámites ambientales, además de centralizar el intercambio de información del proceso, deberá certificar la fase en que se encuentra la evaluación de un proyecto y los tiempos transcurridos.
- Respecto a las autoridades regionales y municipales: alinear los requerimientos de las CAR con los de la ANLA para la realización y evaluación de los estudios ambientales. En relación al uso de suelos, debe contemplarse el desarrollo de proyectos de autogeneración y generación distribuida a pequeña escala en los planes de ordenamiento territorial urbanos, y a mayor escala a nivel rural.
- Por otra parte, debería considerarse separar los tramites de consulta a comunidades del licenciamiento ambiental, correspondiendo a cada desarrollador llevar a cabo las consultas de acuerdo con el marco legal correspondiente, y establecer mecanismos para monitorear su cumplimiento en caso de que se requiera.

- En general, pero, especialmente para acceder a los beneficios legales de orden tributario, debería migrarse a un proceso basado en la autorregulación, en el cual existiendo claridad en los requisitos y criterios a cumplir, no exista necesidad de una entidad que los apruebe, sino más bien de un esquema de monitoreo posterior.

Implementar estas medidas requiere actos administrativos del MADS y modificaciones al Decreto 2041 de 2014.

Acción: Racionalización de Requisitos y Procedimientos para Proyectos de FNCER

Se propone adoptar varias medidas para racionalizar los requerimientos y trámites exigidos a nuevos proyectos de FNCER, sobre todo en materia de evaluación y licenciamiento ambiental. Principalmente en términos de simplificación de requisitos como los DAA, agilización de procedimientos de trámite, claridad de criterios de aprobación, alineamiento de las autoridades ambientales y uso de auto regulación.

Estrategia No.7. Fomento a la Integración de las FNCER al Mercado de Energía

La viabilidad de las inversiones en generación con FNCER dependerá de su capacidad de integrarse a las operaciones del mercado de energía. En particular, las características de las plantas de FNCER, como su ubicación y el carácter variable de la generación eólica y solar, hacen que su efectiva participación en el Mercado de Energía Mayorista dependa de realizar ajustes en su funcionamiento que faciliten la conexión y operación diaria de estas plantas. A continuación, se proponen varias acciones para facilitar y fomentar la integración de las FNCER al MEM.

Acción No.16. Prioridad de Despacho y Mercados Intradarios

Justificación

Uno de los principales retos operativos de la integración de la generación de FNCER al mercado de energía es acomodar su intermitencia o variabilidad en el despacho de generación y para el desarrollo de las transacciones comerciales en el MEM. Mientras la producción horaria de la generación convencional se sujeta a un despacho económico programado, para la generación de FNCER de tipo variable es posible proyectar sus niveles esperados de producción en el corto plazo, pero no fijar un programa horario.

Bajo las reglas actuales del MEM, las plantas de generación deben declarar diariamente su disponibilidad comercial y ofertas de venta de energía, con base en las cuales se programa el despacho horario del sistema para el siguiente día, y se definen posteriormente los precios y cantidades de las transacciones de energía. Cuando en tiempo real un generador se desvía del despacho programado, por fuera de una banda de tolerancia, debe pagar una penalización. Por consiguiente, aunque la generación variable con FNCER podría participar en el mercado con las reglas vigentes, ello implicaría un riesgo económico alto de entregar una cantidad de energía diferente a la programada (mayor o menor) y estar continuamente sujeta al pago de penalizaciones.

Por otro lado, la incertidumbre sobre la producción de la generación variable dificulta la operación técnica del sistema eléctrico y las desviaciones desmejoran los resultados del despacho económico. Por consiguiente, es necesario establecer una alternativa para el tratamiento de la generación variable en el despacho de energía, que permita manejar el riesgo de desviaciones y exposición a penalizaciones.

Situación Actual

Las opciones para integrar la generación variable de FNCER a la operación comercial del MEM consideran darle prioridad de despacho frente a la generación programable, o la implementación de un esquema de mercados intradiarios que le permita actualizar sus ofertas de generación en el mismo día de operación, horas antes del despacho en tiempo real. Con respecto a la prioridad de despacho, la Resolución CREG 152 de 2011 ya da a las plantas hidráulicas “filo de agua” la opción de no presentar ofertas para el despacho centralizado, sólo suministrando un programa horario de generación para el día siguiente, sin ser objeto de penalizaciones por desviaciones al despacho programado. Adicionalmente a esta opción de “autodespacho”, la generación de estas plantas en el despacho ideal se toma igual a su generación real.

Por su parte, la evolución del MEM desde un mercado del día antes con liquidación ex post, como funciona actualmente, hacia un esquema de mercados intradiarios ha sido planteada en años recientes. En dicho esquema existen transacciones comercialmente firmes o vinculantes el día anterior y un número de transacciones adicionales durante el día de operación, para las que se pueden presentar nuevas ofertas de acuerdo con las condiciones del sistema. En el año 2016, la CREG presentó para discusión el documento 004B-2016 (Circular CREG 039-2016) con una propuesta para la implementación de un despacho vinculante y un mercado intradiario con tres subastas. Entre las justificaciones de la propuesta se cita el reto de incorporar mayores cantidades de FNCE hacia el futuro, lo que aumentaría la incertidumbre de despacho programado.

Por su parte, el estudio de reformas al MEM publicado por el DNP ese año (EY-Enersinc 2016) presentó una propuesta concreta de operación con un mercado del día antes firme y cuatro mercados intradiarios, con el fin de que los agentes puedan ajustar sus posiciones de compra y venta, y para dar mayor flexibilidad a la programación del despacho. Esto para permitir, entre otros objetivos, una mejor gestión del sistema cuando se tenga mayor participación de generación renovable. Para el año 2018 la CREG ha incluido el tema del despacho vinculante y mercados intradiarios en su agenda regulatoria. En febrero de 2018, emitió un borrador de términos de referencia para comentarios (Circular CREG 009-2018), con el fin de desarrollar una propuesta regulatoria encaminada a implementar un despacho vinculante con mercados intradiarios y de balance en el mercado de energía.

Propuesta

La utilización de mercados intradiarios, con negociación más cercana al tiempo real, permitiría manejar de manera eficiente el riesgo de cumplimiento del despacho y de penalizaciones de la generación variable en el MEM, dando la posibilidad de que estas plantas ajusten sus posiciones de venta y sus ofertas de generación de acuerdo con la disponibilidad horaria de sus recursos. Esto también teniendo en cuenta los avances alcanzados en los programas de pronóstico de generación variable a corto plazo. Por tanto, se propone implementar en el MEM un esquema de mercado del día antes firme y de varios mercados intradiarios, como elemento fundamental para

habilitar el despacho de la generación variable en el MEM. Bajo este esquema las transacciones definidas el día anterior a la operación son vinculantes económicamente, mientras que las ofertas del mercado intradiario se utilizan para liquidar las desviaciones de la generación y consumo reales con respecto a las transacciones firmes del día antes.

Mientras se implementa y consolida el esquema de mercados intradiarios, y la participación de la generación variable de FNCER en el SIN no haya alcanzado niveles apreciables, se recomienda dar prioridad de despacho a dicha generación, extendiendo a la misma la opción de “autodespacho” sin penalización por desviaciones que existe para la generación “filo de agua”. Con esta opción las plantas suministran un programa diario de generación no vinculante y entran como tomadoras de precio en el despacho ideal de la bolsa de energía. De esta manera existiría un tratamiento uniforme para la generación variable en el MEM.

Despacho de Generación de FNCER con Mercados Intradiarios

Con el esquema de mercado del día anterior firme y de mercados intradiarios, el despacho de la generación variable de FNCER tendría las siguientes características.

- Las plantas de FNCER presentarían sus ofertas horarias de disponibilidad y precio para el mercado del día antes, con base en sus pronósticos diarios de generación. La oferta puede ser de precio cero, pero, no negativa. Con base en dichas ofertas se realiza el despacho ideal o casación de este mercado.
- Las ofertas para el mercado del día antes son firmes comercialmente, de manera que el generador asume los compromisos de venta (o compra) de energía que resulten asignados en el mercado del día antes, por diferencias entre las cantidades casadas en el mercado y los compromisos en contratos del generador.
- Conforme al número y horarios que se establezcan para los mercados intradiarios, las plantas de FNCER podrán mantener, ajustar o modificar sus ofertas horarias de generación para dichos mercados, de acuerdo con sus pronósticos de generación de corto plazo. Esto permitirá ajustar el despacho programado a las condiciones esperadas de producción y demanda en tiempo real.
- El generador es responsable comercialmente por las compras o ventas de energía adicionales que resultan en los mercados intradiarios, y/o por el valor de las desviaciones entre su generación real y la generación casada en el mercado de balance correspondiente.

Con respecto a las desviaciones que pueden darse entre el despacho programado en los mercados intradiarios y la producción real de las plantas de FNCER, se recomienda que sólo sean sujetas a penalización cuando la diferencia supere los márgenes de error estadísticos de los programas de pronóstico horario de generación. Esto con el fin de que los generadores entreguen pronósticos de producción de buena calidad que son necesarios para la operación confiable del sistema.

Integración de las FNCER por Fases

Para la integración de la generación de FNCER en el MEM y mitigar los riesgos operativos por la utilización de generación variable, se recomienda adoptar un enfoque por fases. En primer lugar, se extendería la opción de “autodespacho” prevista para la generación hidráulica tipo “filo de agua” (Res. CREG 152-2011) a toda la generación variable de FNCER a gran escala, incluyendo eólica y solar fotovoltaica. Esta opción se mantendría hasta que se implemente un esquema de mercados

intradarios o que la participación de la generación con FNCER supere un límite preestablecido, lo que ocurra primero.

Una vez se cumplan las condiciones anteriores, se eliminaría la opción de “autodespacho” y se vincularía la generación variable de FNCER al despacho económico centralizado. En todo caso las penalizaciones por desviaciones en tiempo real con respecto al despacho programado de la generación variable deberán ajustarse a las condiciones de operación de dichas plantas.

La propuesta de integración de las FNCER al MEM asume la operación de mercados intradarios como requisito para la incorporación efectiva de cantidades significativas de generación renovable en el MEM, pero no para cantidades relativamente pequeñas. También, se asume que tanto los generadores como los operadores del sistema implementarán sistemas de adquisición de datos y de pronóstico de disponibilidad de recursos renovables y de generación variable de última tecnología.

Acción: Prioridad de Despacho y Mercados Intradarios

Se propone inicialmente extender la opción de “autodespacho” (Res. CREG 152-2011) a toda la generación variable de FNCER a gran escala, incluyendo eólica y solar fotovoltaica. Esta opción se mantendría hasta que se implemente en el MEM un esquema de mercados intradarios, el cual sería el elemento fundamental para vincular la generación variable al despacho centralizado del MEM.

Acción No.17. Reglamentación de Acceso y Conexión a las Redes de Transmisión Nacional

Justificación

La integración efectiva de la generación de FNCER al mercado de energía nacional requiere el acceso de esta a las redes de transporte eléctrico del SIN. Para esto es necesario en primer término, que exista capacidad de transmisión en los sitios de conexión de las plantas, y segundo establecer requisitos de conexión y operación para este tipo de plantas, de manera que su utilización no afecte la seguridad del suministro eléctrico y para que los inversionistas tengan certeza sobre los requisitos que deben cumplir los proyectos de generación.

En Colombia, existe libre acceso a las redes de transmisión, el cual está regulado por la CREG bajo principios de trato no discriminatorio y equitativo. El costo de las líneas y equipamiento de uso y beneficio común (activos de uso) es asumido de manera proporcional por toda la demanda mediante el pago de cargos por uso regulados. Las líneas y equipos necesarios para conectarse al STN son pagados por cada generador como activos de conexión. Cuando se solicita la conexión de una planta al STN, se realizan estudios para verificar que cumple los requisitos exigidos en el Código de Redes y que existe capacidad para transportar la producción de las plantas, o identificar si se requieren expansiones de transmisión. La expansión del STN en Colombia responde a un proceso de planeación centralizada realizado por la UPME, con criterios de viabilidad técnica, económica y ambiental, y de beneficio para los usuarios de las nuevas obras.

Aunque existe un trato uniforme para toda la generación, la conexión de proyectos de FNCER puede requerir refuerzos importantes de la red de transmisión, por la distribución y concentración de estos en ciertas zonas del país que tienen restricciones de transmisión (e.g. recursos eólicos en la Guajira). Estas obras pueden aportar beneficios importantes para el sistema, en términos no solo ambientales sino económicos, pero también pueden requerir inversiones significativas a cargo de la demanda, por lo que se debe asegurar que los beneficios de dichas obras sean superiores a sus costos. Por tal motivo es importante realizar estudios para prever que se cuente con la capacidad de transmisión requerida, que se alcance dicha capacidad al mínimo costo, y que se distribuyan los costos de manera equitativa.

Por su parte, los requerimientos técnicos para la conexión y operación de plantas de generación al SIN están establecidos en el Código de Conexión, parte del Código de Redes, que fue expedido en 1995 y se elaboró con base en las tecnologías convencionales existentes en la época. Los requerimientos del Código de Conexión aplican en forma genérica pero no consideran aspectos específicos de las tecnologías de FNCER, por ejemplo, los requisitos de tensión en falla para la generación eólica o de la interfaz DC/AC para energía solar fotovoltaica. Además de su importancia para la operación segura del sistema, la ausencia o incertidumbre respecto a los requisitos que se deben cumplir constituye una barrera técnica para nuevos proyectos de FNCER. Por ello es importante reglamentar los aspectos técnicos propios de las FNCER e incorporarlos al Código de Redes.

Situación Actual

El Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN, fue expedido en la Resolución CREG 025 de 1995. El Código de Redes está compuesto a su vez por el Código de Planeamiento, el Código de Conexión, el Código de Operación y el Código de Medida.

El Código de Planeamiento de la Expansión del STN especifica los criterios y procedimientos para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia por la UPME y el desarrollo del STN. Por su parte el Código de Conexión establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento para la conexión de plantas al STN. Estos códigos, con algunas excepciones, se han mantenido sin cambios hasta el día de hoy y no se han revisado y actualizado a la luz de las nuevas tecnologías y requerimientos de operación del sistema eléctrico.

Los principios generales y procedimiento para definir el plan de expansión del STN están establecidos en la Resolución CREG 022 de 2001, mientras que la metodología tarifaria para la remuneración de la actividad de transmisión de energía en el STN está definida en la Resolución CREG 011 de 2009. En el mes de febrero de 2018 la UPME adjudicó en convocatoria pública la construcción de un proyecto de transmisión a 500 kV (UPME 06-2017) para la conexión de nuevos parques de energía eólica de la Guajira, el primero para la integración de FNCER al SIN, con un costo de 174 millones de dólares.

Propuesta

Para asegurar la incorporación efectiva de nuevas plantas de generación de FNCER al SIN, manteniendo los criterios y estándares de seguridad operativa y la eficiencia económica del

sistema, se propone adoptar las siguientes medidas, que en conjunto reglamentan el acceso y conexión de las plantas de FNCER a la red de transmisión nacional.

- Realizar estudios para identificar las necesidades de expansión y refuerzos requeridas en el STN y los STR, para la conexión de áreas con concentración de recursos y proyectos de FNCER, y para establecer las alternativas que permitan ampliar la capacidad de transmisión al menor costo.
- Revisar el procedimiento de solicitud de conexión al SIN, incluyendo las redes de transmisión y las de menor tensión a través de Operadores de Red. Esto con el fin de que la evaluación y adjudicación de puntos y capacidades de conexión se lleve a cabo de manera no discriminatoria, estandarizada y con criterios de libre concurrencia, equidad y eficiencia económica.
- Revisar las metodologías con las que la UPME evalúa las obras de transmisión para la conexión de proyectos de FNCER como activos de uso, de manera que se reconozcan los distintos beneficios que aportan al sistema, así como los costos de conexión e integración de estas tecnologías al SIN.
- Definir de manera clara y uniforme los criterios y requisitos técnicos específicos que deban cumplir las plantas de generación de FNCER, para su conexión al STN y operación en el SIN. Dichos requerimientos deben incorporarse al Código de Conexión, que es parte del Código de Redes del SIN.
- Revisar el Código de Redes para actualizarlo tecnológicamente con los requerimientos que resultan de una mayor participación de FNCER en el sistema, por ejemplo, de reservas operativas, y prever la conexión de nuevas tecnologías de redes inteligentes, como los dispositivos de almacenamiento de energía.

Acción: Reglamentación de Acceso y Conexión a las Redes de Transmisión Nacional

Se propone adoptar varias medidas que en conjunto reglamentan el acceso y conexión de las plantas de FNCER a la red de transmisión nacional, incluyendo la realización de estudios de expansión de transmisión para áreas de FNCER, revisión de los procedimientos de conexión al sistema y de evaluación de obras de transmisión para nuevos proyectos, y actualización del código de redes con los requisitos para la conexión de plantas de FNCER.

Acción No.18. Modernización del Mercado de Energía Mayorista

Justificación

En los últimos años se han hecho estudios y presentado propuestas de reformas y modernización del MEM, con el ánimo de superar problemas en su funcionamiento y que evolucione progresivamente a mayores niveles de eficiencia y competitividad (EY 2016). Varias de las propuestas formuladas de cambios al funcionamiento del MEM no están directamente relacionadas con la integración de las FNCER al mercado de energía, pero tendrían un impacto positivo sobre dicho objetivo. Una de dichas propuestas es la implementación de un esquema de mercados intradiarios, el cual ya se discutió en detalle en una sección anterior. Aquí se retoman

otras tres medidas de modernización que favorecerían la integración eficiente de las FNCER al MEM. La primera es la migración a un sistema de precios multinodal, la segunda la estandarización de contratos y la tercera el desarrollo del concepto de conexión profunda para la transmisión.

Para mayor claridad, en el marco de este Estudio no se establece que estas tres medidas de modernización sean requisitos para permitir la integración de las FNCER al mercado de energía, pero su adopción si las beneficiaría de diversa manera. Más aún, dichas medidas se justifican primordialmente por otros factores no directamente relacionados con el fomento de las FNCER. Es decir, no se propone la modernización del MEM en sí, sino el impulso a tres propuestas que en otros ámbitos se han hecho como parte de dicha modernización, y que representan beneficios para la operación de las plantas de FNCER.

Estado Actual

En el MEM se utiliza actualmente un sistema de precios uninodal, calculando el precio marginal del sistema en un único nodo de mercado sin tener en cuenta la congestión y pérdidas en la red de transmisión. En un sistema de precios nodales o multinodal, se calculan los precios marginales en cada nodo de la red de transmisión, incluyendo el efecto de la congestión y pérdidas de transmisión. Esta metodología produce señales más eficientes de precio para la operación y expansión del sistema eléctrico. La propuesta de implementar precios nodales en el MEM se presentó en el estudio del DNP (EY 2016) y ha sido discutida recientemente en distintos foros del sector.

Sobre la estandarización de contratos también se han hecho varias propuestas de tiempo atrás, dados los problemas de formación de precios y liquidez que han persistido con el actual mercado de contratos bilaterales del MEM, en donde hay libertad de negociar y acordar las características de los contratos. Propuestas de negociar productos a plazo más uniformes han sido avanzadas por la CREG en el contexto de mercados centralizados como el “Mercado Organizado Regulado” (MOR) y más recientemente el “Mercado Anónimo Estandarizado” (MAE) en el Documento CREG-106 de 2017 (Circular CREG 079-2017). Adicionalmente, los agentes pueden negociar contratos de futuros en un mercado de derivados estandarizados de energía (DERIVEX), sin embargo, la participación en el mismo ha sido poco significativa.

La idea de conexión profunda en transmisión también se ha discutido anteriormente (Proyecto de Resolución CREG 011 de 2000), con el propósito de que los costos de los refuerzos en el STN que sean producto de la conexión de un usuario, como una planta de generación nueva, sean compartidos por dicho agente. El concepto de Conexión Profunda en transmisión se introdujo oficialmente en la Resolución CREG 011 de 2009 como el “activo de uso del STN cuya construcción se requiere para responder positivamente a una solicitud de conexión de un Usuario al STN”. Cuando se identifica una conexión profunda, el proyecto puede ejecutarse como activo de uso si el agente asume el porcentaje del costo de manera que la relación beneficio/costo para la demanda sea igual a 1, y cumpla requisitos de garantía y remuneración que aún no están regulados.

Propuestas

Migración a un Sistema de Precios Marginales Nodales o Multinodal

Se recomienda la implementación de la metodología de precios nodales marginales (LMP, por sus siglas en inglés) que reemplace el actual modelo de precio uninodal. Los precios marginales

nodales dan una señal de expansión más eficiente puesto que calcula precios más altos en zonas con congestión de transmisión, que puede ser aliviada con la instalación de nueva generación en el área. La expectativa de recibir mayores precios e ingresos por ventas de energía constituye un incentivo a la instalación de nueva capacidad en esas zonas.

Dicha señal puede ser aprovechada por nuevas plantas de FNCER, que pueden instalarse en corto tiempo en zonas con congestión y precios altos. De esta manera, la nueva generación de FNCER puede tener mayor valor para el mercado de acuerdo con su ubicación. La utilización de precios nodales marginales tiene otras ventajas para el sistema, y entre ellas cabe mencionar su impacto en la gestión eficiente de energía y en los mecanismos de respuesta de demanda, puesto que dichas acciones producen más beneficios y por tanto dan un mayor incentivo a que se lleven a cabo en zonas congestionadas con mayores precios de energía, que es donde más se requieren.

Estandarización de Contratos en el MEM

La estandarización de contratos en el MEM busca alcanzar mayor profundidad, liquidez y mejor formación de precios en el mercado de contratos. De esta manera los generadores podrán contar con más y mejores herramientas de cobertura financiera del precio de energía, y utilizarlas para cubrir y cambiar sus posiciones de compra-venta de energía de acuerdo con las condiciones de sus plantas y del sistema. Esto es especialmente útil para las plantas de generación variable de FNCER, que pueden utilizar estos productos para cubrir los riesgos de cumplimiento del despacho y de sus obligaciones comerciales.

Más allá de las propuestas puntuales que han sido avanzadas, la visión es que coexistan múltiples mercados, plataformas y productos para la negociación de energía a plazo, con participación preferiblemente voluntaria, como formulado en el estudio del DNP. Estos pueden ser mercados puramente bilaterales, descentralizados tipo OTC o centralizados tipo Exchange, con negociación directa de energía o como activo subyacente (derivados), y con distintos plazos desde días a varios años. La idea es que el mercado de contratos regulados de largo plazo propuesto en la sección 1.1.1 sea uno de estos mecanismos de negociación de energía, y sea fundamental para dar una señal de precio de energía de largo plazo que hoy no existe en el mercado. La estandarización de los contratos debe ser un elemento común en todos los mercados a plazo para promover su liquidez.

Se recomienda seguir impulsando la estandarización de contratos en cantidades, plazos, condiciones de entrega y otras características, en los distintos mercados a plazo que se desarrollen en el MEM, para dar más herramientas de mitigación del riesgo de cumplimiento de los compromisos operativos y comerciales de las plantas de FNCER.

Desarrollo del Concepto de Conexión Profunda de Transmisión

Se recomienda desarrollar en mayor grado las metodologías, procedimientos y requerimientos para la aplicación efectiva del concepto de conexión profunda al STN. Esto permitirá una mejor valoración de los proyectos de conexión de plantas de generación a la red de transmisión y facilita su desarrollo como activos de uso cuando se requieran refuerzos y ampliaciones en el STN. Igualmente permite alcanzar una repartición más equitativa de costos entre los distintos usuarios del STN.

Para las plantas de generación de FNCER, el desarrollo del concepto de conexión profunda de transmisión ayudaría a expandir la capacidad de transmisión en zonas con concentración de recursos renovables, a agilizar el desarrollo de las obras de refuerzo y expansión requeridas, y a compartir los costos entre los distintos beneficiarios de las mismas tanto en el momento de su conexión como a futuro.

Acción: Modernización del Mercado Mayorista

Se recomienda impulsar las siguientes tres propuestas de modernización del MEM, para facilitar la integración de las FNCER al mercado de energía: migración a un sistema de precios nodales marginales o multinodal, estandarización de contratos en el MEM y desarrollo del esquema de conexión profunda de transmisión.

Estrategia No.8. Productos y Tecnologías de Apoyo a las FNCER

Además de incentivar la instalación de generación de FNCER y facilitar su integración al mercado de energía, es importante asegurar la sostenibilidad de las operaciones de las plantas de FNCER de manera continua, sin necesidad de subvenciones u otras ayudas específicas. Para esto es importante que el mercado de energía cuente con productos y tecnologías que sirvan de apoyo a la operación de la generación con FNCER, y que estén disponibles para los agentes del sistema mediante mecanismos de fácil acceso, preferiblemente competitivos y de libre negociación. A continuación, se propone implementar un grupo de productos y tecnologías en el mercado de energía con carácter comercial, a los que la generación de FNCER puede acudir como soporte de su operación.

Acción No.19. Mercados de Servicios Complementarios

Justificación

En el sistema eléctrico se denominan servicios complementarios a aquellos necesarios para para transportar la energía y mantener una operación confiable dentro de estándares de calidad y seguridad predefinidos. Los servicios complementarios incluyen aspectos técnicos como el balance de potencia y control de frecuencia, el suministro de reactivos y control de voltaje, y la capacidad de arranque autónomo. Estos servicios son típicamente prestados por unidades de generación, pero también pueden ser suministrados por diferentes tecnologías, como equipos de transmisión o dispositivos de almacenamiento de energía.

Los servicios complementarios (SC) pueden prestarse como requisitos técnicos obligatorios de conexión al sistema eléctrico, ser remunerados mediante cargos regulados, contratarse directamente o ser asignados mediante mecanismos de mercado. Los SC aptos para transarse en mercados competitivos son prestados por unidades de generación, y típicamente corresponden a diversos tipos de reservas de capacidad operativas utilizadas para regular la frecuencia y mantener el balance continuo de la potencia activa en el sistema.

En particular, las reservas operativas son normalmente suministradas por generadores convencionales y se utilizan para compensar, entre otros, los desbalances entre producción y

consumo causados por la intermitencia de la generación variable de FNCER. Las reservas son fundamentales para controlar la frecuencia y mantener el balance de potencia en el sistema, y por tanto para preservar la seguridad y calidad de la operación, sobre todo cuando hay una penetración significativa de plantas de FNCER.

La operación de mercados o mecanismos de negociación de servicios complementarios es importante para que estos se presten de manera eficiente, pero también para que las plantas de FNCER cumplan con sus obligaciones de contribuir a la seguridad y estabilidad de la operación, si no pueden o no están interesados en hacerlo directamente con sus equipos. Por ejemplo, por falta de inercia o de capacidad de generar potencia reactiva.

Situación Actual

El MEM tiene un desarrollo incipiente en el tema de servicios complementarios. No existe una tipificación clara de los mismos, y escaso desarrollo de mecanismos de suministro de SC distintos a la prestación obligatoria por parte de las plantas técnicamente habilitadas para ello. En el caso de la regulación primaria de frecuencia se aplican penalidades por incumplimiento de la prestación del servicio.

De hecho, solo la regulación secundaria de frecuencia (o servicio de AGC) cuenta con un mecanismo de transacción, limitado a la transferencia de la responsabilidad comercial de los generadores, definido en la Resolución CREG 064 de 2000. Este mecanismo funciona exclusivamente entre generadores, y no tiene ofertas para prestar el servicio ni una formación de precio independiente, estando la remuneración por AGC ligada al precio de la energía.

Para el año 2018 la CREG ha incluido el tema de los servicios complementarios en su agenda regulatoria, y en febrero publicó para comentarios un borrador de términos de referencia (Circular CREG 008-2018), para realizar el análisis y propuestas de reglamentación de los servicios complementarios en el SIN, teniendo en cuenta la penetración de generación intermitente.

Propuesta

Se recomienda desarrollar en el MEM la reglamentación de los servicios complementarios como productos independientes del mercado, que en la medida que sea técnicamente posible puedan ser suministrados mediante mecanismos competitivos.

Con tal fin deberá definirse en primer lugar los diversos tipos de servicios complementarios que deben proveerse, cuáles son sujetos de compensación regulada, directamente negociados y contratados, y cuáles deben adquirirse a través de mercados, así como las metodologías para definir las cantidades requeridas de cada servicio. Para esto deberán realizarse estudios que tengan en cuenta las características técnicas del sistema de transmisión nacional y del parque de generación, así como los estándares, procedimientos y prácticas de operación del SIN.

En los mercados de servicios complementarios, por ejemplo, para las reservas operativas, el operador del sistema deberá determinar las cantidades requeridas del servicio y adquirirlas a nombre de la demanda por contratación o en el mercado respectivo. En este último caso los generadores presentarán ofertas de precio para prestar el servicio, el cual deberá co-optimizarse junto con el despacho de energía.

Adicionalmente, cuando exista un nivel de participación significativo de generación de FNCER en el sistema, deberá definirse la responsabilidad y/o participación de la generación renovable en la prestación de servicios complementarios.

Acción: Mercados de Servicios Complementarios

Se recomienda desarrollar en el MEM la reglamentación de los servicios complementarios y su suministro como productos independientes del mercado. En la medida que esto sea técnicamente factible, estos servicios deben ser asignados mediante mecanismos competitivos con base en ofertas de precio y en co-optimización con el despacho de energía.

Acción No.20. Dispositivos de Almacenamiento de Energía

Justificación

El almacenamiento económico de energía tiene el potencial de ser una tecnología disruptiva para los sistemas eléctricos, con la posibilidad de prestar servicios de red y otras aplicaciones “detrás del contador” y para dinamizar la movilidad eléctrica. A nivel de la generación a gran escala y del sistema de transmisión, los dispositivos de almacenamiento de energía pueden utilizarse para compensar la intermitencia de la generación variable de FNCER conectada a la red, almacenando energía en periodos de excedentes de recursos y entregándola en periodos de faltantes, pudiendo regular la entrega de energía de las plantas y el cumplimiento de programas de despacho y compromisos contractuales sin desviaciones.

Esto puede hacerse directamente con plantas de FNCER que cuenten con dispositivos de almacenamiento de energía, o mediante arreglos contractuales de estas plantas con dispositivos de almacenamiento conectados a la red y operados por terceros. A nivel más general, el almacenamiento de energía puede utilizarse para prestar servicios complementarios de balance de carga, control de frecuencia y regulación de tensión, como recurso de respuesta de demanda, para arbitrar precios entre diferentes periodos de suministro y para aplanar las puntas de demanda, con evidentes beneficios económicos y de confiabilidad para la prestación del servicio eléctrico.

El almacenamiento electroquímico de energía se ha usado desde tiempo atrás como respaldo de corto plazo para servicios esenciales, y se está extendiendo al balance de generación de pequeña escala, aún con limitaciones técnicas y de costo. A gran escala, por la capacidad de almacenar más energía y/o potencia, resulta más factible el almacenamiento con hidro-bombeo y el electromecánico con sistemas de aire comprimido y volantes de inercia, o con supercapacitores para ciertas aplicaciones (ver Informe de Demanda). Aunque el costo sigue siendo una limitante importante, este ha venido reduciéndose como otras nuevas tecnologías y se espera mantenga esa tendencia en la medida que maduren las tecnologías y se aprovechen economías de escala.

Las perspectivas para el despliegue de dispositivos de almacenamiento de energía en el STN son atractivas, sobre todo por hidro-bombeo para almacenamiento a gran escala dada la apreciable capacidad de embalsamiento del sistema, y por volantes de inercia de alta potencia o dispositivos estacionarios para control de frecuencia, regulación de voltaje y respuesta de demanda. Sin embargo, los costos de inversión siguen siendo elevados, lo que justifica desarrollar reglas que

faciliten la instalación y uso de estos dispositivos conectados a la red eléctrica, por sus beneficios para el sistema, incluyendo el soporte a la generación de FNCER.

Situación Actual

No existe ningún desarrollo de tipo técnico o regulatorio para la utilización de recursos de almacenamiento de energía conectados a la red eléctrica en el SIN. Aunque no existen restricciones para el uso de estos dispositivos por partes de los usuarios del sistema, no existe regulación para su conexión a las redes eléctricas, ni se han desarrollado esquemas comerciales para su utilización como recurso del mercado, como recurso de servicios complementarios o de confiabilidad.

A principio de 2018, una empresa privada anunció su intención de instalar una planta de almacenamiento de energía en la zona norte del país, utilizando baterías y con una capacidad a definirse entre 100 y 400 MW, para vender servicios de almacenamiento. Al parecer tendría como propósito servir de proyecto piloto y estaría pendiente de que la CREG defina su tratamiento en el MEM.

Propuesta

En primer lugar, se recomienda estudiar el potencial técnico-económico de uso de dispositivos de almacenamiento de energía conectados a las redes eléctricas del SIN y el tipo de aplicaciones que serían más costo-eficientes en el MEM.

A mediano y largo plazo debe desarrollarse la regulación correspondiente al almacenamiento de energía en el sistema eléctrico nacional, incluyendo los requisitos de conexión y operación, el tratamiento comercial de la energía inyectada y retirada de las redes eléctricas, y los esquemas regulatorios de participación en el mercado de energía, considerando su utilización como recurso del mercado, de prestación de servicios complementarios y respuesta de demanda, y como respaldo de confiabilidad.

El uso del almacenamiento de energía permitiría compensar el impacto en el sistema de la integración de cantidades significativas de generación de FNCER, por lo que debería desarrollarse mecanismos e instrumentos de incentivos que impulsen su desarrollo en forma similar y paralela a las FNCE.

Acción: Dispositivos de Almacenamiento de Energía

Se recomienda desarrollar a mediano y largo plazo la regulación correspondiente al almacenamiento de energía en el sistema eléctrico nacional, incluyendo los requisitos de conexión y operación, el tratamiento comercial de la energía inyectada y retirada de las redes eléctricas, y los esquemas regulatorios de participación en el mercado de energía, considerando su utilización como recurso del mercado, de prestación de servicios complementarios y respuesta de demanda, y como respaldo de confiabilidad.

Acción No.21. Certificados de Energía Renovable

Justificación

Los certificados de energía renovable son títulos que acreditan la producción de una cantidad determinada de energía eléctrica, comúnmente un (1) MWh, a partir de energías renovables, y por tanto contribuyen a cumplir objetivos ambientales. Estos títulos adquieren valor cuando se utilizan para cumplir requisitos de consumo de energía de estas fuentes por parte de la demanda, y pueden ser negociados en un mercado de certificados de energía renovable.

En este sentido, los certificados de energía renovable permiten monetizar los atributos ambientales de la generación baja en carbono. Los mercados de certificados de energía renovable (CER) representan una aplicación de los mecanismos de “cap-and-trade”, que permiten cumplir metas de emisiones establecidas de manera eficiente y con flexibilidad para los participantes. Los CER se utilizan en varios mercados competitivos de energía con éxito.

De manera simplificada, el mecanismo funciona con base en la definición de una cuota mínima de suministro de energía –usualmente un porcentaje de la demanda total– que los comercializadores de energía deben obtener de fuentes de energía renovables durante un año u otro período de consumo. Los comercializadores cumplen este requisito adquiriendo certificados de energía renovable de las plantas con dicho atributo por la cantidad requerida, sea en subastas primarias, por contratación directa o en mercados secundarios. La cuota mínima puede variarse gradualmente para ajustarse a una senda definida de cumplimiento de objetivos ambientales.

Desde el punto de vista de los generadores de FNCER, la venta de certificados de energía renovable (CER) representaría una fuente de ingresos adicional a los que reciben las plantas en el MEM por ventas de energía o por cargo por confiabilidad, contribuyendo a la rentabilidad y sostenibilidad financiera de sus operaciones. En la medida que los comercializadores estén obligados a cumplir las cuotas mínimas de CER, el mecanismo incentiva la instalación y producción de suficiente generación de renovables que supla dicha demanda.

El propósito de implementar un mercado de CER en el MEM sería proveer a largo plazo un mecanismo flexible y eficiente para cumplir las metas ambientales del sector. Este mecanismo debe coordinarse con el de contratación regulada de largo plazo anteriormente propuesto, de manera que las subastas de largo plazo también sirvan para cubrir los compromisos de CER por parte de la demanda, y se realicen periódicamente sin necesidad de que el regulador tenga que convocarlas y definir una cantidad mínima de energía para las mismas.

Situación Actual

El MADS elaboró un proyecto de Ley de Cambio Climático que presentó en 2015 para discusión, el cual contempla la creación de instrumentos económicos para financiar las medidas de mitigación de GEI que asuma el país. Este proyecto de ley prevé la implementación de un sistema de cupos transables de emisiones de GEI, el cual previsiblemente incluiría al sector eléctrico.

Los cupos de GEI constituirían un derecho negociable a emitir una tonelada de CO₂ o una cantidad equivalente de otro GEI. El MADS determinaría anualmente un número de cupos compatible con las metas nacionales de reducción de GEI, y las condiciones de asignación de los cupos en el marco de un programa nacional de cupos transables de GEI. Aunque no es explícito, se entiende que las

plantas de generación de FNCER tendrían un cupo de emisiones asignado, que podrían a su vez vender a otras empresas.

Propuesta

La implementación de un mecanismo intersectorial de “cap-and-trade” para GEI como el planteado en el sistema de cupos transables propuesto por el MADS es bastante compleja, comenzando por definir cuáles son los sectores participantes, la cantidad de cupos a asignar en total y por sector, los mecanismos de negociación y el monitoreo de cumplimiento, aún si el programa se limita a las actividades del sector energético.

Por su parte, la implementación de un mercado de certificados renovables para el sector eléctrico es una propuesta mucho más enfocada, con mayor factibilidad de implementación y que puede obtener iguales resultados para cumplir cuotas a nivel sectorial como está planteado en los compromisos de Colombia en el COP21. La negociación de CER representaría una fuente de ingresos adicionales para la generación con FNCER, contribuiría a mitigar los riesgos económicos de operación de las plantas e incentivaría la inversión en nuevos proyectos de este tipo.

Por consiguiente, se recomienda estudiar, diseñar e implementar en un mediano plazo un mercado de certificados de energía renovables, que esté coordinado con la subasta centralizada de contratos de largo plazo propuesta en la sección 1.1.1. La cuota de CER que los comercializadores deben cumplir, en principio anualmente, debe definirse de acuerdo con las metas de emisiones que debe alcanzar el sector eléctrico, y estaría expresada como un porcentaje de la demanda que atienden, sea regulada o no regulada.

Los comercializadores podrían adquirir CER de manera primaria en las subastas de largo plazo, junto con la energía contratada. Posteriormente se abrirían subastas para la negociación exclusiva de CER a más corto plazo, para ajustar posiciones en este mercado de los comercializadores y generadores o para su adquisición voluntaria por parte de los comercializadores, usuarios u otros interesados. Los CER también serían negociables de manera secundaria. Como instrumento de mercado, los CER tendrían una cantidad anual fija pero su precio dependería de las condiciones de oferta y demanda de los certificados, y de la valoración de estos por parte de generadores y comercializadores.

Discusión: Relación entre los Certificados de Energía Renovable y el Impuesto al Carbono

Entre los mecanismos para el control de las emisiones de carbono, los Certificados de Energía Renovable representan un tipo de instrumento de cantidad, mientras que el impuesto al carbono es un tipo de instrumento de precio. El primer tipo fija la cantidad máxima y deja que el precio resulte de la interacción entre demanda y oferta. En el segundo caso se fija el precio (impuesto) y la cantidad depende de la respuesta de los agentes al mismo. En ambos casos, el nivel de la cuota de emisiones o su precio es el factor determinante en la efectividad y costo del instrumento.

Un instrumento de cantidad es más efectivo para alcanzar cuotas fijas de emisiones, pero los precios pueden ser volátiles, mientras que un instrumento de precio da certeza sobre el costo

de las emisiones, pero no sobre las reducciones alcanzables. Aunque no hay consenso sobre cual es preferible, el cumplimiento de metas de emisiones es más compatible con un instrumento de cantidad. En algunos casos, se recomienda adoptar esquemas híbridos de cantidad y precio para obtener ambos beneficios, aunque su aplicación pues ser compleja y aumentar los costos.

En el caso colombiano, la aplicación del impuesto al carbono es limitada para la generación de energía y su valor bajo, además de ser cuestionable el destino de los valores recaudados. En todo caso, dado que se ha dado el paso político de implantarlo (normalmente la parte más difícil), es conveniente mantenerlo y tratar de ajustarlo para hacerlo más efectivo. Por su parte, el mecanismo de los CER es más focalizado y representa un beneficio directo para la generación de FNCER, además que es suficientemente flexible en su aplicación.

En este sentido pueden coexistir los dos instrumentos, haciendo que el costo de oportunidad de utilizar las FNCER sea relativamente menor. En tal caso es recomendable ajustar gradualmente la cuota de CER exigible en el mercado de energía, de acuerdo con los efectos del impuesto al carbono en la matriz de generación de energía, la medida en que haya ajustes al impuesto, y el grado en que se estén cumpliendo las metas ambientales y de política energética del sector.

Acción: Certificados de Energía Renovable (CER)

Se recomienda implementar en un mediano plazo un mercado de certificados de energía renovable (CER), que esté coordinado con el mecanismo propuesto de subasta centralizada de contratos de largo plazo. La cuota de CER que los comercializadores de energía deben cumplir, en principio anualmente, se definiría de acuerdo con las metas de emisiones de CO₂ que debe alcanzar el sector eléctrico, y estaría expresada como un porcentaje de la demanda que atienden.



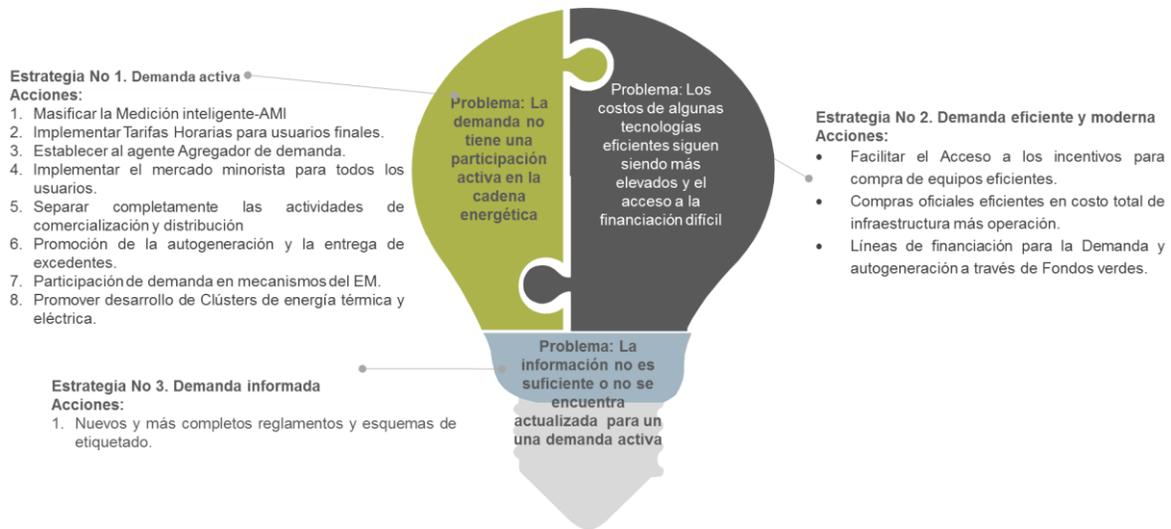
4. Gestión Eficiente de la Energía

4

Como resultado de los análisis de oferta y demanda de energía presentados anteriormente, junto con las perspectivas de tecnologías disruptivas encaminadas a la transición energética se ha identificado en el sector de energía de la Misión de Crecimiento Verde que uno de los ejes fundamentales de desarrollo en el horizonte 2030 será la gestión eficiente de la energía, entendida como el concepto integral de respuesta de la demanda y eficiencia energética. Las tecnologías de almacenamiento, generación a pequeña escala medición inteligente y de uso final eficiente ya están disponibles, muchas de ellas a nivel comercial y competitivo. Sin embargo, se requieren ajustes institucionales y regulatorios que permitan la integración amplia y activa desde la demanda, así como esquemas financieros e incentivos eficaces que faciliten su penetración. La participación activa de la demanda es una combinación de inserción de tecnologías que la posibiliten, como la medición o la generación a pequeña escala, regulaciones que integren estas tecnologías de manera adecuada y equitativa en un mercado ya desarrollado, esquemas de financiación e incentivos y por último información, difusión y pedagogía, ya que mucha de la participación de la demanda requiere cambios en los patrones de consumo, en la adquisición de equipos y en los esquemas de contratación que el usuario final debe adoptar.

Las estrategias tienen como objetivo involucrar a la demanda a través de la participación activa en los objetivos de la Misión de Crecimiento Verde, mediante la autogeneración de energía con fuentes renovables, la conformación de clústeres de energía térmica y eléctrica, el desarrollo de redes internas por ejemplo en zonas francas o en zonas de desarrollo industrial que ofrezcan el servicio de energía térmica o eléctrica como parte de los servicios energéticos ofrecidos por un tercer a un grupo agrupado y específico de clientes, la competencia minorista y la prestación del servicio de manera neutral. De igual forma, se busca fortalecer el rol de la demanda mediante desarrollo de reglamentos técnicos, normas de etiquetado, actualizaciones de procedimientos para compras eficientes y fácil acceso a los incentivos tributarios existentes.

Ilustración 3. Estrategias y acciones para la Gestión eficiente de la energía.



Fuente: Elaboración Propia - Enersinc.

A partir del diagnóstico elaborado y de la metodología de priorización realizada mediante un panel de expertos se identificaron los principales problemas lograr una gestión eficiente de la energía que incluya una demanda activa, mayor competencia e información para los usuarios y mayor participación en la cadena como prosumidores entre otros a aspectos. A continuación, se presenta una tabla resumen con la identificación de los principales problemas y las acciones propuestas para su solución.

Tabla 4 Identificación de problemas, estrategia y acciones.

| Problema | Estrategia | Acción |
|---|-----------------------------|--|
| La demanda no tiene una participación activa en la cadena energética | Demanda activa | <ul style="list-style-type: none"> • Medición inteligente-AMI • Canastas tarifarias • Agregador de demanda • Mercado minorista • Desintegración de las actividades de distribución y comercialización • Prosumidores • Participación de demanda no regulada en el MEM • Clúster de energía térmica y eléctrica |
| Los costos de algunas tecnologías eficientes siguen siendo más elevados y el acceso a la financiación difícil | Demanda eficiente y moderna | <ul style="list-style-type: none"> • Acceso eficaz a los incentivos • Compras oficiales eficientes • Financiación y esquemas de negocio |
| La información no es suficiente o no se encuentra actualizada para una demanda activa | Demanda informada | <ul style="list-style-type: none"> • Nuevos y más completos reglamentos y esquemas de etiquetado |

Fuente: Elaboración Propia - Enersinc.

A continuación, se presenta una explicación de cada una de las estrategias, junto con las metas propuestas y su evaluación.

Estrategia No.9. Demanda activa

El usuario final de energía, en particular el residencial o pequeño comercio, ha tenido históricamente un papel pasivo con relación a su consumo de energía, limitándose a recibir y cancelar la factura cada mes. Los desarrollos tecnológicos de la mano de una mayor

concientización por parte de los usuarios y el desarrollo de nuevos mercados y plataformas tecnológicas han empezado a cambiar el paradigma del rol pasivo del usuario final, brindando cada vez mayores herramientas y tecnologías para tener un rol mucho más activo en la cadena energética. Este cambio, por supuesto requiere actualizaciones y nuevas tecnologías en la infraestructura de medición y gestión de la información, tarifas horarias y en últimas, un mercado minorista activo. Además de esquemas donde el usuario ya no solo sea consumidor, sino que también pueda autoabastecerse y entregar energía a la red con flujos bidireccionales y cambios en las curvas de demanda y tercerización para generación distribuida de energía eléctrica o térmica.

Acción No.22. Implementación de la Medición Avanzada

La participación activa de la demanda es una línea estratégica que permitirá entre otras cosas, hacer un uso más eficiente de la energía, tener un control más adecuado de la curva de carga y permitir la participación de los usuarios. Para lograr estos cambios en los patrones de consumo de energía, así como para lograr el diseño adecuado de los mecanismos que lo posibiliten se requiere como primera medida la medición inteligente. En este sentido ya el gobierno ha dado un paso importante con la expedición de la Resolución 40072 de 29 de enero de 2018 donde se busca establecer los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición avanzada. Los principales aspectos contenidos en la resolución son:

- La infraestructura de medición avanzada (AMI) es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitectura de redes de comunicaciones, que permitan la operación de la infraestructura y la gestión de los datos. Esta infraestructura deberá cumplir además con estándares de ciberseguridad, interoperabilidad, contar con medidores avanzados que permitan medir consumo y/o producción de energía en la acometida del usuario en periodos de máximo una hora y con la capacidad de almacenar y transmitir esta información al menos con una frecuencia diaria.

Los principales objetivos de la implementación de AMI son:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda y modelos de tarificación horaria o canastas de tarifas.
- Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos entre otras de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, 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 y generar nuevos modelos de negocios y servicios
- Gestionar la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas
- Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica

Evidentemente la implementación de infraestructura de medición inteligente representa un gran avance para posibilitar el cumplimiento de todos los objetivos anteriormente mencionados. Sin

embargo, la instalación de medidores inteligentes es tan solo un facilitador y por sí sola no tendrá ningún impacto, a menos que sea acompañada de un desarrollo regulatorio adecuado que realmente posibilite una participación activa de la demanda y el desarrollo de un mercado minorista en el cual los usuarios puedan escoger su comercializador y su canasta de tarifas.

Se requiere de parte de la regulación la clara definición de cómo se hará la sustitución del medidor, si será propiedad del usuario o del OR, si se trasladara o podrá pagar mediante la tarifa. Igualmente establecer las reglas simplificadas para que un usuario final pueda trasladarse entre comercializadores, así como la posibilidad de ofrecer tarifas diferenciadas al mercado regulado, o reducir el límite de usuario no regulado para ampliar aún más los clientes con posibilidad de negociar sus tarifas, sin embargo con miras al 2030 se debería pensar desde la regulación en el diseño de un mercado minorista, que permita a todos los usuarios decidir el operador y que exista real competencia entre los comercializadores por servicios y tarifas de tal forma que esta competencia beneficie al usuario final, quien podrá escoger su comercializador sus tarifas entre otros. Se requieren la norma de traslado de comercializador, protocolos de traslado de información de usuarios entre un comercializador y otro, esquemas de competencia minoristas, tiempos mínimos de permanencia con los comercializadores, flexibilidad y mayor rapidez en la definición de los cargos correspondientes al G y al C que en últimas son los competitivos y por ende los que los comercializadores pueden buscar optimizar con el fin de ofrecer mejores tarifas. La definición regulatoria de tarifas horarias de tal forma que de acuerdo con su portafolio de compra el comercializador le pueda ofrecer diferentes perfiles de precios horarios a sus clientes.

La Resolución 40072/2018 plantea de igual forma algunas responsabilidades y gradualidad en la implementación de AMI, establece que la CREG tiene doce meses para definir las condiciones de implementación de AMI, determina que serán los operadores de red los encargados de la instalación, administración, operación, reposición y mantenimiento de la AMI. Para el 2030, el 95% de los usuarios urbanos y el 50% de los usuarios de centros poblados y rurales deberán contar con AMI.

Para el cumplimiento de estas metas hace falta crear el mecanismo de seguimiento y vigilancia a los operadores de red, para lo cual el Ministerio, la CREG y la SSPD deberán establecer las normas que hagan obligatorio el cumplimiento de las metas, de tal forma que la SSPD pueda solicitar información sobre el avance del proceso y establecer sanciones por incumplimiento de las mismas.

Acción: Implementación de la Medición Avanzada

El desarrollo adecuado de la infraestructura de medición avanzada es un paso importante para tener una demanda activa, que permita un seguimiento y monitoreo más adecuado de los consumos, de igual forma un monitoreo a los impactos de medidas de eficiencia energética, mejor caracterización de perfiles de carga. y al desarrollo de un mercado minorista en el que la competencia y las tarifas horarias dinamicen la competencia y por ende beneficien al usuario final.

Acción No.23. Desarrollo del mercado minorista

El desarrollo de la comercialización minorista es un eslabón muy importante para lograr la demanda activa. Si bien, legalmente esto está establecido desde la Ley 143/1994, a nivel minorista por

cuestiones de infraestructura, de posición del comercializador incumbente y falta de incentivos este mercado no se ha desarrollado. Con la implementación de la AMI se espera que la “portabilidad” comercial de electricidad sea una realidad, como lo es hoy en la telefonía móvil o en los servicios de internet y televisión por cable. Para que esto pueda darse será fundamental definir la propiedad del medidor y en caso de ser del OR este deberá garantizar el libre acceso y libre cambio de comercializador, recibiendo por ello una remuneración por el uso y gestión del activo, trasladando de forma segura el acceso a la información comercial del usuario al nuevo comercializador. De esta manera se podrá desarrollar un nuevo mercado en el que los comercializadores deberán buscar más y mejores contratos, con el fin de poder ofrecer precios competitivos a sus usuarios, esto unido a las tarifas de utilización permitirá también crear una mayor competencia tanto en la contratación de energía por parte de los comercializadores como en la oferta para los usuarios finales.

Se propone también eliminar gradualmente el límite de usuario regulado, puesto que se busca que cualquier usuario sin importar su consumo o potencia instalada pueda negociar libremente las tarifas. Este mercado deberá también crear el Agregador de demanda que pueda agrupar varios usuarios y ofertar su respuesta de demanda en el mercado, y en forma recíproca, ofrecer a clientes contratos con tarifas preferenciales por desconexión voluntaria de demanda, contratos por reducción de consumos en tiempos críticos o en demanda pico, por ejemplo.

Una de las principales barreras que podría enfrentar un mercado minorista es la integración entre los distribuidores y los comercializadores. Los OR podrían generar barreras para el traslado efectivo de los usuarios de un comercializador a otro, por lo tanto, es muy importante que estas actividades se desintegren, como ocurre con la generación, de tal manera que para el usuario sea transparente el cambio. Experiencias exitosas en otros países, como Noruega y el Reino Unido han mostrado que esta separación fomenta la competencia minorista. De igual forma, se han creado herramientas informáticas como aplicaciones y una página web donde los usuarios pueden comparar las tarifas que ofrecen los diferentes comercializadores, así como el tipo de contrato, el cual, por supuesto está estandarizado, de tal manera que puede escoger cambiarse.

Finalmente, así se propone la eliminación del límite de usuario regulado para la libre negociación de las tarifas, e igualmente, la posibilidad de crear grupos de grandes usuarios que participen directamente en el mercado mayorista y minorista sin la intermediación de un comercializador.

Acción: Desarrollo del mercado minorista

Se propone eliminar gradualmente el límite de usuario regulado, puesto que se busca que cualquier usuario sin importar su consumo o potencia instalada pueda negociar libremente las tarifas.

Este mercado deberá crear el Agregador de demanda que pueda agrupar varios usuarios y ofertar su respuesta de demanda en el mercado, y en forma recíproca, ofrecer a clientes contratos con tarifas preferenciales por desconexión voluntaria de demanda, contratos por reducción de consumos en tiempos críticos o en demanda pico.

También deberá desarrollarse la regulación adecuada que permita el traslado fácil y sencillo de comercializador, así como la posibilidad de que estos compitan por tarifas competitivas y prestación de servicios energéticos complementarios para ofrecer a los usuarios finales.

Acción No.24. Estandarización de Canasta de Tarifas

Además de tener la medición inteligente y poder escoger libremente el comercializador, se requiere que haya opciones tarifarias para los usuarios, que puedan escoger y beneficiarse de la competencia a nivel minorista con una formación más eficiente de precios. La propuesta para impulsar una verdadera participación activa de la demanda y el desarrollo de nuevos negocios desde la misión de crecimiento verde incluye no solo cumplir con los cambios de infraestructura de medición inteligente, sino que este se vaya desarrollando en paralelo con las canastas tarifarias y que para el 2030 se cuente con un mercado minorista competitivo de energía.

Tarifas de periodo de utilización: se propone de forma gradual ir avanzando hacia las tarifas horarias en tiempo real, en la medida en que los usuarios dispongan de medición inteligente establecer grupos tarifarios que reflejen el costo real de la energía en diferentes periodos del día, para el primer cuatrienio se propone desarrolla tarifas de utilización diferenciadas entre pico y valle, es decir, dos grupos tarifarios, una tarifa pico entre las 11-12h y las 19-21h y una tarifa valle entre las 1-10h y las 13-18h y 22-24h. Inicialmente, esta tarifa se le aplicará a los usuarios que vayan entrando en el esquema de medición inteligente y deberá reflejar la diferencia de costo de compra de la energía en los diferentes periodos del día. Actualmente, esta señal existe en el mercado spot, pero, deberá acompañarse con una mayor competencia y liquidez en el mercado de contratos que permita reflejar estos costos horarios en los precios de los contratos.

En el segundo cuatrienio, se proponen seis grupos tarifarios en bloques de cuatro horas, de esta manera se busca que la tarifa refleje aún más los costos diferenciales de la energía en cada hora del día. Se proponen bloques horarios desde las 1-4h, 5-8h, 9-12h, 13-16h, 17-20h, 21-24h.

Finalmente, en el último cuatrienio casi con la cobertura total de usuarios urbanos con AMI se propone tener un esquema de tarifas en tiempo real con resolución horaria, de esta forma se reflejará el cambio de precio horario de compra y venta de energía en el mercado spot, así como la contratación de largo plazo la cual también deberá hacerse por bloques horarios de energía.

Acción: Estandarización de Canasta de Tarifas

Se propone de forma gradual ir avanzando hacia las tarifas horarias en tiempo real, en la medida en que los usuarios dispongan de medición inteligente establecer grupos tarifarios que reflejen el costo real de la energía en diferentes periodos del día, para el primer cuatrienio se propone desarrolla tarifas de utilización diferenciadas entre pico y valle, es decir, dos grupos tarifarios, una tarifa pico entre las 11-12h y las 19-21h y una tarifa valle entre las 1-10h y las 13-18h y 22-24h. Al final del periodo en 2030 se debe disponer de tarifas en tiempo real.

Acción No.25. Promoción de la Autogeneración y prosumidores

El desarrollo de tecnologías de generación de pequeña escala y el uso de recursos disponibles localmente como el sol y el viento ha cambiado el paradigma de desarrollo de los sistemas energéticos, particularmente de generación térmica utilizando la energía solar. La alta penetración de fuentes de generación localizada en las propias instalaciones de los usuarios ya sea para autoconsumo o para inyección a la red se ha venido desarrollando desde hace más de dos décadas en muchos países. Colombia con la expedición de la Ley 1715/2014 y sus decretos reglamentarios ha empezado a desarrollar esta nueva actividad con la ayuda de los costos decrecientes de la

tecnología será inevitable. Sin embargo, una adecuada regulación y el establecimiento de reglas y mecanismos de operación adecuados permitirán una mejor integración de la autogeneración a pequeña escala y la consolidación del prosumidor como un agente nuevo dentro de la cadena y con la oportunidad de desarrollo de nuevos negocios.

La estrategia propuesta plantea una serie de acciones regulatorias que promuevan y faciliten el desarrollo de autogeneración y la entrega de excedentes de energía. En primer lugar, se debe seguir el mandato legal de simplificar y promover la autogeneración con FNCER a pequeña escala, es decir, menos de 1 MW, esta es la categoría analizada en esta estrategia. La autogeneración de mayor escala se tiene en cuenta en el capítulo 4 como parte de la integración de FNCER al sistema.

La promoción de la autogeneración y la entrega de excedentes depende en gran medida de la regulación, una vez levantada la restricción de entrega de excedentes que existía con anterioridad a la Ley 1715/2014. La resolución definitiva que regula la entrega de excedentes para pequeña escala fue expedida el 26 de febrero de 2018, mediante la resolución CREG 030/2018. Sin embargo, aún quedan algunas tareas pendientes: la implantación de los sistemas de información georreferenciada que deben tener listos los OR en un plazo de seis meses, de igual forma se considera que efectivamente hay una intención de promover instalaciones por debajo de los 100kW, pero, no incentiva en la misma forma a aquellas instalaciones entre 100-1000 kW, en particular en cuanto al reconocimiento de los excedentes. También, está pendiente la regulación definitiva del contrato de respaldo, esta debe ser una tarifa regulada y deberá tener un cobro razonable para instalaciones de pequeña escala.

Para autogeneración menor a 100kW: No se paga por el contrato de respaldo.

Para autogeneración entre 100-1000kW: Pagar un valor regulado por kW instalado en el contrato de respaldo. Este valor debe ser resultado de un estudio detallado de costos que determine cuanto es el impacto real por desconexión o reducción de la demanda en la tarifa de tal manera que dicho impacto no sea asumido únicamente por aquellos usuarios que siguen demandando de la red, sino por los que utilizan este respaldo, pero, sin que se genere un cobro excesivo por parte del OR.

El principal beneficio será para el usuario que podrá tener una reducción de costos en su facturación de energía, adicionalmente podrá tener su propia generación y convertirse en un agente activo dentro de la cadena de servicio.

La instalación de autogeneración se reflejará como una reducción de demanda, que permitirá aplazar las inversiones requeridas para la expansión del sistema. Por supuesto este efecto solo empezará a verse en la medida en que la capacidad instalada de autogeneración aumente de forma considerable.

Se podrá contar además con una capacidad instalada adicional que pueda utilizarse en caso de que el sistema enfrente una situación crítica, por ejemplo, durante un periodo de niño, durante la salida imprevista de un activo de transmisión o inclusive, durante catástrofes de mayor magnitud como terremotos o inundaciones.

Acción: Promoción de la Autogeneración y prosumidores

Garantizar el cumplimiento de los tiempos y procedimientos establecidos en la regulación para la integración de la autogeneración a pequeña escala, de igual manera garantizar las condiciones de su operación segura y confiable y que los OR realmente garanticen su acceso y la compra de energía.

Acción No.26. Clúster de energía térmica y eléctrica

La generación localizada, a mayor escala cuando se tienen concentrados consumidores industriales o comerciales agrupados, como zonas hoteleras, zonas francas o parques industriales se presenta como una buena oportunidad para desarrollar un clúster ya sea de energía eléctrica o de energía térmica.

Se propone que el levantamiento de la prohibición de la venta de excedentes también posibilite el desarrollo de micro redes en zonas donde haya una concentración importante de usuarios particularmente comerciales y grandes consumidores ya sea de energía eléctrica o de energía térmica, creando clúster de energía en lo que se pueda tener una planta de generación eléctrica, generación de frío o calor o la combinación de ambas y que puedan existir redes internas que permitan su distribución tanto de energía eléctrica como térmica -o las dos- a más de un usuario. Esta alternativa se vuelve interesante particularmente en lugares con alta concentración industrial como las zonas francas o los parques industriales.

En relación con los clústeres de energía eléctrica se requiere regular la actividad de generación distribuida no como lo está proponiendo la CREG, para plantas con vocación exclusiva de generación menores a 100kV, que económicamente no tienen mayor viabilidad, sino para plantas hasta 5-10 MW y que se permita la comercialización directa de esta energía en zonas geográficamente determinadas donde haya concentración de usuarios. Esta actividad de clúster podría perfectamente complementarse con la realizada por los agregadores de demanda, que podrían además de generar in situ la energía, gestionar la flexibilidad de la demanda agrupada para poder obtener mejores tarifas y ofertar esta disponibilidad de demanda desconectable mediante mecanismos de mercado.

Para el desarrollo de clúster de energía térmica o distritos térmicos se requiere principalmente mayor conocimiento de la demanda térmica para poder identificar áreas con mayor potencia. Igualmente se requiere profundizar en la difusión de los beneficios de los distritos térmicos en particular frente a las reducciones de SAO, GEI y mayor eficiencia energética y finalmente, la movilización de recursos de cooperación internacional que permitan la estructuración y desarrollo de proyectos piloto, así como la inclusión de requisitos tanto en los reglamentos de edificaciones como de instalaciones térmicas que permitan tener infraestructura adecuada para el desarrollo de estos esquemas.

Algunos de los beneficios de esta propuesta son: la mejora en eficiencia en la distribución y uso de la energía, al tener la generación eléctrica en el lugar de consumo se reducen las pérdidas de transmisión y distribución; mejor eficiencia al tener producción de calor o frío al tener plantas de mayor tamaño en lugar de unidades pequeñas e individuales; la generación de nuevos negocios de proveedores locales de energía eléctrica y energía térmica y el desarrollo de un nuevo mercado de energía térmica.

Acción: Clúster de energía térmica y eléctrica

Se propone que el levantamiento de la prohibición de la venta de excedentes también posibilite el desarrollo de micro redes en zonas donde haya una concentración importante de usuarios particularmente comerciales y grandes consumidores de energía eléctrica o térmica.

Estrategia No.10. Demanda eficiente y moderna

Acción No.27. Acceso eficaz a incentivos

Una de las principales barreras para el acceso a las tecnologías eficientes es su alto costo inicial, y a pesar de que normalmente tienen costos operativos más bajos, esto conduce a que los usuarios finales adquieran tecnologías más ineficientes, pero de menor inversión. El establecimiento de incentivos tributarios para la promoción de tecnologías de eficiencia energética y FNCER es un mecanismo para reducir esta barrera. Sin embargo, en la actualidad el procedimiento para obtener este tipo de incentivos es dispendioso costoso y requiere información y tiempo para llevarse a cabo. Incluso para proyectos pequeños puede resultar tan costoso el proceso de obtención del beneficio que resulta mejor no tramitarlo, perdiéndose así el objetivo de la medida.

Dado que ya existe un reglamento de etiquetado y que el PROURE ha identificado las medidas estratégicas en usos de energía para los diferentes sectores, se propone entonces seleccionar un grupo de electrodomésticos y gasodomésticos, que ya se encuentran incluidos en el reglamento de etiquetado y que de acuerdo al PROURE sean los de mayor uso e impacto (por ejemplo bombillas, neveras, aire acondicionado, motores), para que de forma automática obtengan la exención de IVA (avalada por el PAI y su reglamentación) si son categoría A en eficiencia de acuerdo con el etiquetado. Es decir, si son los más eficientes pueden obtener la exención de forma automática de tal forma que se vea reflejado en el precio de compra del electrodoméstico sin necesidad de pasar por el proceso de acceso a incentivos vigente en la actualidad. De esta, forma el beneficio se traslada directamente al usuario, sin tener que pasar por un procedimiento ante otras entidades. Esto podría hacerse siguiendo el esquema de exención de IVA para neveras. Con el fin de hacer seguimiento y control del impacto de la medida se deberá obtener más información con el distribuidor del equipo, de igual forma, la medición inteligente también brindará información útil para evaluar los impactos en las curvas de consumo de los usuarios finales.

Para proyectos de eficiencia energética y de autogeneración a pequeña escala se debe crear un procedimiento simplificado para el acceso a los incentivos, dependiendo del monto de la inversión, de tal forma que este procedimiento incluya simplemente una verificación del aporte del proyecto a las metas del PAI y un registro de la capacidad, eliminando la exigencia de la ingeniería de detalle que actualmente se solicita. Este procedimiento debe incluir la solicitud de una descripción simplificada del proyecto y los impactos en energía generada o ahorrada, las emisiones evitadas y el monto de inversión y monto de beneficio. El procedimiento no debe tomar más de un mes para el otorgamiento del certificado y este debe ser unificado con el certificado ambiental. La definición exacta del monto o tamaño de la instalación debe ser realizada por la UPME y acordada con la ANLA.

Para los proyectos de mayor escala se debe realizar un procedimiento unificado entre la UPME y la ANLA, el cual debe ser online de tal manera que con un solo registro se pueda adjuntar toda la documentación necesaria, y que la revisión por parte de las dos entidades pueda hacerse de forma simultánea y no con dos procedimientos diferentes como en la actualidad. Adicionalmente, para los paneles solares se debe eliminar el requisito de suministrar el número serial del elemento, ya que dadas las condiciones de mercado este elemento se está volviendo de consumo masivo por lo que en condiciones prácticas no tiene sentido exigir una información que es difícil de mantener en el tiempo. Se sugiere entonces que todos los paneles estén automáticamente exentos de IVA siempre y cuando cumplan con las certificaciones internacionales de calidad de producto. Los demás elementos pueden ser sujetos de evaluación para el otorgamiento del incentivo.

Por otra parte, la captura de información frente a la capacidad instalada la recibirá la UPME mediante la información que debe suministrar el OR una vez acepte la conexión. Este procedimiento en todo caso con la ventanilla unificada deberá tomar máximo tres meses si no hay aclaraciones y cuatro meses cuando haya lugar aclaraciones y todo debe realizarse online.

Para la reducción de los tiempos de evaluación de las solicitudes se requiere un fortalecimiento institucional por parte de la UPME y la ANLA que permita tener personal dedicado a la evaluación de solicitudes y al seguimiento del impacto de la política de incentivos. Se requiere también el desarrollo de un sistema de información unificado que permita recibir las solicitudes online.

Mayor acceso a los incentivos en menores tiempos de espera beneficiará el desarrollo de proyectos de eficiencia energética y FNCER, reduciendo así la demanda de energía y aumentando la capacidad instalada sobre todo en autogeneración.

Finalmente, con el acceso efectivo a los incentivos y la masificación de equipos de uso final de energía más eficientes en primera medida, se debe revisar el consumo de subsistencia calculado por última vez en 2003. En los últimos quince años los equipos han mejorado mucho sus consumos y existen nuevos usos -los cuales no existían anteriormente, como los celulares-. Esta revisión puede acompañarse de programas masivos de sustitución de neveras, bombillos y televisores (o aquellos equipos resultantes del estudio de actualización de consumos) que vayan acompañados de un compromiso voluntario de reducción de consumo de subsistencia asociado al subsidio de energía y sustitución de equipos.

Acción: Acceso eficaz a incentivos

Se propone identificar los equipos (eléctricos y gas) con mayor uso y consumo que ya se encuentren en el reglamento de etiquetado dentro de la categoría A para darles la exención de IVA de forma automática.

Se proponer la revisión y simplificar el procedimiento de acceso a incentivos para equipos destinados a la autogeneración a pequeña escala con FNCER.

Acción No.28. Compras públicas eficientes

Las entidades estatales adquieren una gran cantidad de bienes e infraestructura y generalmente el principal criterio de decisión para la adquisición es el precio. En el caso de las tecnologías eficientes, normalmente su costo inicial es más elevado, aunque en un análisis sobre toda la vida útil sea más económico. Sin embargo, por lo general los presupuestos de las entidades oficiales

son ajustados y se miden por periodos específicos. Una de las iniciativas de compras estatales eficientes es “Colombia Compra Eficiente” la cual fue creada mediante el Decreto 4170 de 2011 y busca la formulación de políticas, planes y programas buscando optimizar la oferta y demanda en el mercado de compra pública. Se propone incluir requisitos específicos en las licitaciones y contratos marco de tal manera que los equipos adquiridos que ya tengan etiquetado sean etiqueta A de eficiencia energética. Por ejemplo, para luminarias, aires acondicionados, refrigeradores, estufas a gas entre otros, de tal manera que la dotación de entidades públicas como escuelas, hospitales y edificios administrativos este compuesta por los equipos más eficientes y así el ahorro se refleje en los costos de operación y mantenimiento de los inmuebles.

Por tanto, se propone crear una categoría dentro del portal Colombia Compra Eficiente para los equipos que consumen energía exigiendo como requisito a los proveedores de equipos que sean categoría A – para los equipos que ya se encuentran dentro del reglamento de etiquetado-. Igualmente, se plantea la inclusión de herramientas que permitan a los ejecutores del gasto en las entidades públicas incorporar en sus buenas prácticas de compras el análisis de costo beneficio durante toda la vida útil del equipo, vehículo o edificio que están adquiriendo.

Acción: Compras públicas eficientes

Se propone crear una categoría dentro del portal Colombia Compra Eficiente para los equipos que consumen energía exigiendo como requisito a los proveedores de equipos que sean categoría A – para los equipos que ya se encuentran dentro del reglamento de etiquetado-.

Se propone hacer ajustes en los manuales de adquisiciones de compras públicas para que el criterio de consumo energético y desempeño a lo largo de su vida útil también sea considerado no solo el de inversión inicial.

Acción No.29. Financiación y esquemas de negocio

La descripción de las propuestas para acceso general a financiación se presenta en el capítulo de propuestas transversales. No obstante, en relación con el acceso por parte de las tecnologías eficientes y autogeneración a pequeña escala se propone el fortalecimiento del esquema ESCO⁴, que en cuanto a eficiencia energética ha sido difícil de implementar, sobre todo por la complejidad en los contratos y esquemas de verificación. Para el caso de la autogeneración este esquema se presenta más atractivo ya que no está supeditado al uso del equipo, sino al buen diseño de la instalación. En este sentido, la principal dificultad, especialmente para empresas pequeñas, es el músculo financiero y el acceso a la financiación requerida para este tipo de proyectos.

Se propone crear una línea de financiación dentro del FENOGE y apoyada por fondos adicionales para el desarrollo de proyectos de autogeneración a pequeña escala, que puedan ser ejecutados mediante un esquema ESCO por empresas que quieran desarrollar nuevos negocios y que puedan ofrecer al usuario final un esquema de reducción en la facturación de energía que recompense la inversión realizada.

⁴ Los esquemas ESCO son aquellos en los cuales una empresa especializada en eficiencia energética realiza la inversión en una industria o comercio y la recupera mediante los ahorros en la facturación obtenidos por la empresa en la cual se desarrolla el proyecto.

El desarrollo y fortalecimiento de empresas de servicios energéticos con suficiente capacidad técnica y financiera, así como el desarrollo de modelos de negocio porque incluyan inversiones que se puedan pagar con el desempeño de los proyectos de eficiencia energética son cruciales para el impulso y escalamiento de los proyectos en EE. Estas inversiones presentan dificultades frente a que las empresas e industrias que no identifican el consumo energético como una de sus prioridades para invertir, la percepción de riesgo por parte de los inversionistas y las instituciones bancarias es muy alta. Se requiere entonces un trabajo articulado entre las entidades financieras de segundo nivel como Bancoldex, FND, Findeter entre otras para movilizar los recursos, acompañado del apoyo efectivo de estos recursos a las ESCO para que puedan tener la financiación de proyectos a gran escala, de igual forma se debe buscar que si estos recursos pasan a la banca de primer nivel, esto se refleje efectivamente en mejores tasas de financiación, y financiación de proyectos en lugar de préstamos tradicionales con base en los indicadores financieros de las empresas. Es muy importante tomar en cuenta los estudios que ya se han realizado donde se identifican los sectores con mayor potencial, y fortalecer las ESCOs que ya cuentan con trayectoria en el país, de tal forma que se puedan movilizar los recursos para el financiamiento de proyectos.

Los principales beneficios de estas acciones serían los menores costos operativos asociados a facturas de energía y combustibles en las industrias, lo cual favorecerá la competitividad de las industrias, así como el acceso a servicios de valor agregado que puedan diferenciar los productos en el mercado y el desarrollo de nuevas oportunidades de negocio para empresas de servicios energéticos.

Acción: Financiación y esquemas de negocio

Se propone crear una línea de financiación dentro del FENOGÉ y apoyada por fondos adicionales para el desarrollo de proyectos de autogeneración a pequeña escala, que puedan ser ejecutados mediante un esquema ESCO por empresas que quieran desarrollar nuevos negocios y que puedan ofrecer al usuario final un esquema de reducción en la facturación de energía que recompense la inversión realizada.

Se propone la movilización de recursos enfocados en Project Finance, que evalúen el desempeño de los proyectos y apalancados con créditos blandos que amortigüen la percepción de riesgo de la banca y los inversionistas para que las ESCO desarrollen proyectos de eficiencia energética en las industrias y comercios

Estrategia No.11. Demanda informada

Acción No.30. Reglamentos

Respecto a los reglamentos técnicos se ha avanzado con la expedición de tres reglamentos: los Reglamentos Técnicos de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Iluminación y Alumbrado Público - RETILAP y el Reglamento Técnico de Etiquetado con fines de Uso Racional de la Energía - RETIQ. El desarrollo de estos reglamentos constituye un avance importante, pero, aún faltan algunos ajustes por hacer, así como nuevos reglamentos por desarrollar. En la actualización y vigilancia tecnológica requerida para mantener versiones actualizadas y acordes con la velocidad de los desarrollos tecnológicos, así como nuevos reglamentos que se vayan a expedir se requiere de un

fortalecimiento institucional al interior del ministerio que permita realizar las modificaciones requeridas.

Esta actividad se puede apoyar con las funciones propuestas para el Observatorio de Energía el cual puede proveer insumos frente a la vigilancia tecnológica que realice, así como seguimiento a las normas y reglamentos en otros países, de tal manera que sea más fácil la actualización de los reglamentos nacionales.

4.1.1.1 RETIE

Se requiere incluir todos los aspectos relacionados con las instalaciones internas de sistemas solares fotovoltaicos, esto incluye todos los requerimientos de instalación sobre techo, poste o pedestal, cableado, cajas de seguridad, inversores y reguladores y baterías para el caso de sistemas aislados. Todo el desarrollo de autogeneración a pequeña escala se realizará en las instalaciones de los usuarios finales, por lo cual es importante que queden incluidos los requerimientos de las instalaciones para este tipo de sistemas.

4.1.1.2 RETILAP

El reglamento de iluminación y alumbrado público debe mantenerse actualizado con las nuevas tecnologías de iluminación, como las luminarias LED que han tenido un acelerado desarrollo últimamente. De igual forma, se deben incluir las instalaciones de alumbrado público con energía solar fotovoltaica, contemplando todos los requisitos para estas instalaciones: cableado, baterías, distancias de seguridad, reguladores, inversores, entre otros.

4.1.1.3 RETIQ

El reglamento técnico de etiquetado es el más reciente de los tres vigentes. Desde su expedición en agosto de 2016, han sido incluidos paulatinamente nuevos equipos de uso final de la siguiente forma:

- A partir de agosto 31 de 2016:
 - Refrigeradores domésticos
 - Lavadoras
 - Aires acondicionados para recintos
 - Motores industriales eléctricos de inducción (monofásicos y trifásicos)
 - Balastos electrónicos y electromagnéticos (suspendidos temporalmente, según Resolución 40947 de 2016)
- A partir de agosto 31 de 2017:
 - Refrigeradores comerciales
- A partir de 1 de abril de 2018:
 - Aires acondicionados unitarios
 - Calentadores de agua
 - Gasodomésticos de cocción

Si bien se ha avanzado en la inclusión de nuevos equipos todavía faltan equipos de alto consumo que deberían tenerse en cuenta como hornos, caldera y calentadores de espacio. Y aunque su consumo no es tan intensivo, sí lo es su uso, por lo que también deberían incluirse las luminarias tanto de uso doméstico como para alumbrado público.

4.1.1.4 Nuevos reglamentos

Además de los tres reglamentos vigentes, se propone el desarrollo de dos reglamentos adicionales: vehículos y edificaciones. El reglamento de vehículos deberá incluir además del rendimiento energético, expresado en km/gal o km/kWh, las emisiones de CO_{2eq}/km recorrido, así como el ahorro energético en comparación con las demás categorías de la etiqueta. Se requiere de igual forma capacitación y un trabajo articulado con los distribuidores de automóviles para una adecuada difusión de la etiqueta para vehículos, así como la inclusión de forma clara y explícita del tipo de combustibles e idealmente sus externalidades, por ejemplo, en material particulado, hollín, emisión de CO₂, entre otros. En este aspecto la UPME en conjunto con otras entidades han venido desarrollando mesas de trabajo sectoriales con el fin de avanzar en el desarrollo del reglamento de etiquetado para vehículos.

En relación con el reglamento de etiquetado para edificaciones, este debe incluir temas relacionados con materiales y aspectos constructivos que están por fuera del alcance de las recomendaciones aquí presentadas. En todo caso se debe asegurar la inclusión de criterios de uso eficiente de iluminación y ventilación natural; uso de materiales que respondan a las necesidades térmicas del lugar y uso de la edificación; diseños adecuados de las demandas térmicas de acondicionamiento de espacios; instalaciones apropiadas para el desarrollo de sistemas centralizado de calefacción o enfriamiento, como distritos térmicos o chillers centralizados en lugar de mini-splits individuales; así como todas las prácticas de construcción sostenible que permitan minimizar el uso energético de las edificaciones.

Acción: Reglamentos

El desarrollo de los Reglamentos Técnicos de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Iluminación y Alumbrado Público - RETILAP y el Reglamento Técnico de Etiquetado con fines de Uso Racional de la Energía - RETIQ constituye un avance importante, pero, aún faltan algunos ajustes por hacer, así como nuevos reglamentos por desarrollar. Además de los tres reglamentos vigentes, se propone el desarrollo de dos reglamentos adicionales: vehículos y edificaciones. Estos deben incluir el desarrollo de nuevas tecnologías, como LED, nuevos diseños como construcciones bioclimáticas, nuevos tipos de instalaciones como autogeneración con paneles solares o alumbrado público con energía solar entre otros

5. Movilidad Sostenible



CARGO
CONTAINER

CARGO
CONTAINER

CG 044 283 01

MAX. LOAD 58 000 kgs
130 540 lbs

TARE 18 750 kgs
42 210 lbs

MAX. GW 75 600 kgs
170 750 lbs

160 km/h

2100340981

5

El objetivo de movilidad sostenible es prioritario para la Misión de Crecimiento Verde en el eje temático de energía debido al alto consumo de hidrocarburos y a las altas cantidades de CO₂ y Gases de efecto invernadero producidas y proyectadas en el mediano plazo de este sector.

En el producto 1 y 2 de este estudio se presentaron simulaciones de escenarios de reducción de emisiones ante la penetración de movilidad eléctrica e híbrida (gas-electricidad) en los tipos de transporte de pasajeros (servicio individual y colectivo), transporte particular (automóviles y motocicletas) y camiones de carga. Como resultado de esas simulaciones se encontró que las emisiones porcentuales de CO₂ se reducen de manera directa con el porcentaje de penetración de movilidad eléctrica.

Ilustración 5. Estrategias y acciones para FNCER.



Fuente: Elaboración Propia - Enersinc.

La siguiente tabla hace un resumen de las estrategias y las acciones propuestas para solventar los problemas o barreras que impiden una movilidad sostenible en el largo plazo para Colombia.

Tabla 6. Resumen de Problema – Estrategia – Acción.

| Problema | Estrategia | Acción |
|---|--|--|
| Redes precarias de transporte interurbano | Plan Maestro de Transporte Intermodal | <ul style="list-style-type: none"> • Adecuar la Red básica férrea y Fluvial existente • Regulación de transporte Intermodal • Creación de terminales multimodales |
| Alta dependencia de camiones de carga convencionales | | |
| Baja eficiencia y altas emisiones del sector transporte | Política de Electrificación del transporte | <ul style="list-style-type: none"> • Autos de funcionarios públicos |

| | | |
|--|--|--|
| Desaprovechamiento de potencial de generación eléctrica | | <ul style="list-style-type: none"> • Compra exclusiva de Buses Eléctricos • Nuevos cupos sólo para taxis eléctricos • Electrificación de trenes existentes |
| Necesidad de Inversión en Infraestructura de carga eléctrica | Manufactura y servicio técnico local | <ul style="list-style-type: none"> • Condiciones especiales a fabricantes de movilidad eléctrica • Construcción de sistemas masivos de ME • Regulación de las electrolineras y puntos privados de carga • Apoyo a la de talleres de ME • Exención a equipos y componentes de ME • Programas tecnológicos en SENA |
| Alto costo de inversión de vehículos eléctricos | Plan Tributario y de financiamiento para movilidad eléctrica | <ul style="list-style-type: none"> • Financiación 100% de los buses y taxis eléctricos • Plan de amortización vs ahorro de combustible • Sistema electrónico de recaudo en la carga • Instrumentos tributarios a través de electricidad |
| Recaudo de impuestos a través de hidrocarburos | | |
| Crecimiento del número de vehículos particulares | Instrumentos complementarios para la movilidad | |

Fuente: Elaboración Propia - Enersinc.

Para alcanzar metas razonables de movilidad sostenible⁵ en el país se requiere de la implementación de estrategias inmediatas y disruptivas que logren impactos en un horizonte de mediano plazo (2030) y alcanzar metas de transformación en el largo plazo. Las estrategias se clasificarán dependiendo de la agrupación común de instrumentos a considerar, bien sea reforzando estrategias existentes o generando nuevos instrumentos de tipo tecnológico, económico, tributario, financiero, voluntario, regulatorio o complementarios.

La mayoría de los instrumentos evaluados para movilidad sostenible corresponden a un referenciamiento nacional e internacional de propuestas y estudios disponibles, para los cuales se elaboró un ejercicio de priorización a través de sesiones de discusión con el equipo de trabajo y en

⁵ Por ejemplo 20% de reducción de emisiones.

un taller con los actores del sector. Adicionalmente, se realizaron simulaciones en el software EnergyPlan incluyendo escenarios de equilibrio entre los energéticos utilizados en movilidad, que sugiere a la movilidad eléctrica como el combustible con mayores ventajas en el largo plazo, frente a alternativas de Gas Natural⁶, GLP, Gasolina y ACPM, entre otros.

Algunas hipótesis sobre las cuales se están realizando las recomendaciones y que se encuentran en estudios previos son evaluadas y analizadas en la sección de impactos y se listan a continuación:

1. La movilidad sostenible es más eficiente que la convencional en el largo plazo, al considerar los incentivos y las externalidades.
2. Los flujos financieros de la transición a movilidad eléctrica son menores en costos operativos (combustibles) y mayores en costos de inversión (infraestructura y vehículos eficientes).
3. El papel del gobierno nacional y regional es clave para apoyar esta visión a largo plazo a través de objetivos.
4. Colombia tiene una infraestructura pobre de transporte a través de trenes interurbanos y metros, por lo cual la movilidad sostenible es un objetivo de desarrollo prioritario más que una necesidad ambiental.
5. Las estrategias no impactan la tarifa de a los usuarios finales de transporte público.
6. La planeación de la movilidad a nivel urbano e interurbano debe ser integral para lograr altas eficiencias con recursos óptimos.

Estrategia No.12. Priorizar la Movilidad Masiva y el Plan Maestro de Transporte Intermodal

Actualmente, el transporte terrestre carretero interurbano es uno de los principales emisores de CO₂ consumiendo un 47% del combustible del sector transporte, movilizandando el 73% del total de la carga y el 87% de los pasajeros del país⁷. Con base en las proyecciones de la OCDE relativas al comercio, pese al importante avance tecnológico las emisiones de CO₂ generadas por el transporte podrían aumentar 60% hacia 2050, de no adoptarse medidas adicionales, principalmente en países en vía de desarrollo. En gran medida, esto obedece a un mayor uso del transporte terrestre, en especial, si se trata de ciudades sin transporte público masivo tipo metro y regiones que carecen de conexiones ferroviarias, como sucede en la mayor parte del territorio colombiano.

La primera estrategia recomendada consiste en promover el transporte público masivo en armonía con la ejecución del Plan Maestro de Transporte Intermodal (PMTI), dentro de las acciones de la

⁶ La alternativa de Gas Natural fue revisada por el consultor, sin embargo frente a las proyecciones de Gas natural de la UPME, las cuales presentan déficit en 2023 en el Balance de Gs Natural de 2017, con escenarios de demanda alta, se inviabiliza la estrategia de movilidad con gas Natural de largo plazo. También se revisó la transición tecnológica con gas natural como paso intermedio para electrificación, resultando inversiones osciosas de infraestructura, regulación, capacitación y tecnología.

⁷ Registro Nacional de Despachos de Carga – RNDC y MME Anuario Estadístico 2016.

Misión de Crecimiento Verde, para que estos proyectos accedan a los instrumentos tributarios y financieros de alcance nacional y territorial, que circunscriben las tecnologías de reducción de emisiones.

Las acciones están vinculadas al desarrollo de sistemas de transporte público de pasajeros a través de sistemas de metro y otras acciones relacionadas con la red básica férrea y fluvial, además de la implementación de los estándares y normativas para la interconexión intermodal en estaciones centrales con las grandes ciudades.

Por otra parte, se proponen acciones para la transición hacia redes ferroviarias y ferrocarriles eléctricos para la movilidad de carga y pasajeros, teniendo en cuenta la tendencia a la baja en costos y la eficiencia proyectada para esta tecnología.

Acción No.31. Adecuar la Red básica férrea y Fluvial de los proyectos priorizados

En junio de 2016, se realizaron ensayos con un tren de prueba donde se comprobó el estado de toda la red férrea. Con base en estos ensayos, la empresa privada estima mover en todo el corredor férreo, en una primera fase, cerca de 1.4 millones de toneladas, proyección que incluye una parte entre La Dorada (Caldas) y Gamarra (Cesar) en conexión con el río Magdalena, y otra parte se transportaría por la concesión FENOCO hasta el Puerto de Santa Marta⁸.

La adecuación de la red férrea y fluvial de los proyectos priorizados por el PMTI es de alto impacto para la Misión de Crecimiento Verde debido a la reducción de consumo de combustible de transporte de carga y pasajeros. En la siguiente ilustración, se encuentra el listado de los proyectos férreos y fluviales de la primera década del PMTI.

La acción recomendada consiste en incorporar el PMTI dentro de las exenciones fiscales, los incentivos ambientales y los beneficios recomendados en la Misión de Crecimiento Verde para Colombia. También se propone promover las Asociaciones Público-Privadas (APP), como recomienda la OCDE, para promover los negocios de largo plazo relacionados con esta infraestructura, para respaldar la participación del sector privado en proyectos de infraestructura de transporte sostenible a gran escala, que de otra manera serían totalmente públicos⁹.

Adicionalmente, para garantizar una alta eficiencia en esta estrategia, se propone acelerar la regulación y las restricciones que regirán para los transportadores sobre la incorporación de sistemas de transporte Intermodales. Esta normativa debe indicar los estándares de tecnología, interconexión, intercambio, carga, descarga, rutas, etc.

Acción: Adecuar la Red básica férrea y Fluvial de los proyectos priorizados

Se propone incorporar los proyectos de infraestructura férrea y fluvial dentro de las exenciones fiscales, los incentivos ambientales y los beneficios recomendados en la Misión de Crecimiento

⁸ Boletín de Prensa ANI – Oficina de Comunicaciones ANI – “Colombia cada vez más cerca de movilizar carga por tren de la Dorada a Santa Marta”. Jun 21, 2017.

⁹ Basado en ONU Hábitat. Transporte terrestre y cómo desbloquear la inversión en apoyo del "crecimiento verde". 2015-01

Verde para Colombia. Así como, acelerar la regulación y las restricciones que regirán para los transportadores sobre la incorporación de sistemas de transporte Intermodales.

| | PROYECTO | DESCRIPCIÓN | KM | CAPEX (Billones COP) | |
|---|--|-------------|-------------|----------------------|--------|
| | 1. Troncal Occidental (Férreo) Conexión La Tebaida - Caimalito - La Felisa Línea Férrea Norte del Cauca Rehabilitación Corredor Pacifico y extensión a La Felisa (Antioquia) | | | - | - |
| | | | 480 | \$ 1.3 | |
| 2. Troncal Central (Férreo) Rehabilitación La Dorada - Chiriguaná (incluye variantes) Tren Chiriguaná - Puerto Brisa Variante Barranca Chiriguaná - Barranquilla Chiriguaná - Cartagena Variante Santa Marta (Quebrada El Doctor - Mamatoco) | | | | 550 | \$ 0.7 |
| | | | | 330 | \$ 1.9 |
| | | | | - | - |
| | | | | 250 | \$ 1.2 |
| | | | - | - | |
| 3. Troncal Oriental (Férreo) Rehabilitación del corredor Tunja - Paipa - Duitama - Sogamoso Tren Bogotá - Belencito (incluye variantes) | | | - | - | |
| | | | 230 | \$ 0.7 | |
| 4. Magdalena (Navegación) Canal del Dique Circuito Turístico Cartagena-Mompóx Circuito Turístico Girardot-Purificación-Villavieja-Neiva | | | 117 | \$ 1.20 | |
| | | | 280 | \$ 0.09 | |
| | | | 280 | \$ 0.09 | |
| 5. Meta (Navegación e Interconexión Multimodal) Trabajo en las restricciones naturales de la hidro vía y puertos de Cabuyaro/La Banqueta y Carreño Conexión con sistemas de carreteras secundarias o terciarias. La Banqueta-Puerto López | | | 851 | \$ 1.93 | |
| | | | 14 | | |
| 6. Atrato (Interconexión entre cuencas y otros) Carretera para conectar cuencas. Quibdó-Istmina Otros | | | 65 | \$ 0.45 | |
| | | | 450 | | |
| TOTAL | | | 3917 | \$ 9.75 | |

Acción No.32. Apoyar el Transporte público Masivo de pasajeros en Ciudades como proyectos verdes

Esta acción busca desestimular la compra de vehículos particulares convencionales a través de la construcción de sistemas de transporte público colectivo en ciudades intermedias y masivo en ciudades capitales, considerando desde sistemas que operen con buses con energéticos diferentes al Diesel, así como tranvías y proyectos metro. “El impacto en reducción de emisiones debe considerarse para la financiación y la compra de material rodante, equipos e infraestructura para la operación, así como para la consecución de apoyo internacional en estudios, asesorías, interventorías y otros costos fijos requeridos para la implementación de las acciones estratégicas.

La acción recomendada consiste en apoyar la inclusión de los proyectos de transporte público colectivo y masivo dentro de los beneficios de reducción de emisiones de GEI, a través de exenciones fiscales, incentivos ambientales y la Misión de Crecimiento Verde para Colombia.

Con esta acción, se podría ampliar el alcance de los proyectos o desarrollar nuevas líneas, debido que al ser considerado como proyecto verde puede acceder a tasas preferenciales, nuevos cupos de crédito y reducir costos en aranceles de importación, IVA y renta. En el caso de líneas de crédito nacionales, en Bancoldex existe la “Línea de Transporte Sostenible para Sistemas de Transporte Público Masivo”, la cual financia hasta el 100% de las necesidades, tiene tres años de periodo de gracia y una tasa de redescuento de DTF + 1.4%, muy por debajo de las tasas comerciales en Colombia.

Así como en otras acciones, la utilización de bonos verdes tendría el potencial de atraer inversores institucionales y privados para aprovechar el mercado de capitales de deuda, que actualmente está subutilizado para la inversión en infraestructura. Hoy, la mayoría de los mercados de bonos se utilizan para financiar proyectos de infraestructura ferroviaria en Europa.

| | |
|--|---|
| Acción: | Apoyar el Transporte Público Masivo de pasajeros en Ciudades como proyectos verdes |
| La acción recomendada consiste en apoyar la inclusión de los proyectos de transporte público colectivo y masivo dentro de los beneficios de reducción de emisiones de GEI, a través de exenciones fiscales, incentivos ambientales y la Misión de Crecimiento Verde para Colombia. | |

Acción No.33. Electrificación de trenes existentes

Actualmente, la Agencia Nacional de Infraestructura se encuentra en una fase de pruebas de los trenes de las vías en rehabilitación de los corredores férreos la Dorada – Chiriguaná y Bogotá – Belencito y avanza en la construcción de la segunda línea La Loma – Ciénaga.

La acción recomendada está orientada a electrificar el corredor de la Dorada – Chiriguaná, por ser el tramo de mayor impacto en demanda de pasajeros y carga desde el país a la Costa Atlántica y viceversa. La electrificación de corredores férreos implica un reto financiero de largo plazo, lo cual usualmente tiene un alto beneficio en evaluaciones con horizontes de al menos 30 años, que son compatibles con la vida productiva de las instalaciones eléctricas y la rotación de inventarios.

La mayoría de los estudios relacionados con movilidad sostenible recomiendan este tipo de acciones de infraestructura, pese al alto costo de inversión, debido a los múltiples beneficios que tiene el tren eléctrico sobre el tren convencional, además porque el primero promueve el uso de

medios masivos y permite que se retorne la confianza en este medio de transporte por la percepción de eficiencia recibida por los pasajeros. Algunos de los beneficios identificados en estudios previos son¹⁰:

- Aumento de la demanda de pasajeros y carga transportada.
- Mejora de la experiencia de los pasajeros.
- Mayores ingresos recaudados en el costo de pasajes ejecutivos.
- Ahorro en los costos de mantenimiento del ferrocarril.
- Ahorro en los costos de operación.
- Menores tiempos de viaje para los usuarios y la carga transportada.
- Reducción de la contaminación respecto al tren convencional.

Acción: Electrificación de trenes existentes

La acción recomendada está orientada a electrificar el corredor de la Dorada – Chiriguana, por ser el tramo de mayor impacto en demanda de pasajeros y carga desde el centro del país a la Costa Atlántica y viceversa.

Estrategia No.13. Política de Electrificación del Transporte Nacional

Teniendo en cuenta las políticas y recomendaciones transversales para influir las externalidades positivas en las valoraciones de propuestas para la compra de equipos y vehículos de servicio público, es un hecho que las tecnologías renovables y de movilidad eléctrica son lo suficientemente atractivas desde el punto de vista de economía y bienestar para ser consideradas como exclusivas en la mayoría de los procesos.

En esta estrategia se proponen acciones de electrificación de movilidad en diferentes frentes, clasificadas según el uso final y el instrumento requerido para su implementación.

Acción No.34. Movilidad eléctrica para el sector oficial

La UPME lidera un piloto de movilidad eléctrica para el sector oficial, con el cual esperan construir modelos financieros y proyecciones de consumo diario, con datos reales¹¹. Esta acción propone un alcance mayor para este piloto, para ser implementada en el corto plazo, que permita a través de la flota al servicio del sector oficial, generar una demanda prudente, pero, suficiente de autos eléctricos, con el fin de revisar los requisitos tecnológicos y logísticos adicionales para una penetración más fuerte en el sector público y privado.

Asimismo, permitirá evaluar económicamente los instrumentos fiscales y complementarios que se deban revisar como las pólizas de seguros, los impuestos municipales, los trámites de importación y legalización, los registros y condiciones especiales a las que enfrentan los usuarios de vehículos eléctricos. Durante la implementación de esta acción, se deben estabilizar los reglamentos y

¹⁰ Cost-benefit analysis of railway electrification. Case study for Cairo-Alexandria railway line. Dr. Fathy El-Sayed Al-Tony & Abdelkader Lashine. 2012.

¹¹ UPME Comunicado de Prensa No. 12- 2017.

estándares de instalaciones eléctricas para los puntos de carga privados y públicos, los procedimientos para la operación de electrolineras y el cierre de ciclos de prueba o pilotos de las tecnologías menos maduras de movilidad eléctrica.

Los vehículos de servicio público que deben acogerse a esta tecnología son aquellos que tengan un recorrido igual o superior a 40 km diarios en promedio, para garantizar la viabilidad financiera de la adquisición.

Acción: Movilidad eléctrica para el sector oficial

Se propone ampliar el alcance del piloto de movilidad eléctrica para el sector oficial liderado por la UPME con el objetivo de generar una demanda prudente, pero, suficiente de autos eléctricos, que permita revisar los requisitos tecnológicos y logísticos adicionales para una penetración más fuerte en el sector público y privado.

Acción No.35. Compra exclusiva de Buses Eléctricos

En enero de 2018, el gobierno argentino publicó oficialmente el Decreto 51/2018 en el Boletín Oficial, el cual establece que podrán ingresar 350 buses eléctricos, y beneficios de arancel cero (0%) para los fabricantes que se acojan a un plan de producción local que debe contemplar la integración creciente de piezas nacionales, en un 10% durante los dos primeros años y ascender al menos hasta el 25% a partir del tercero.

Los primeros impactos de esta medida se produjeron previo a la su publicación oficial, en abril de 2017, cuando la firma china Dongfeng anunció el primer centro productivo y de ensamble de vehículos eléctricos en Argentina con una inversión de 300 millones de dólares para los primeros dos años. Luego en mayo del mismo año, BYD anunció que planeaba producir buses eléctricos con una inversión inicial cercana a 100 millones de dólares¹². Además, algunas de las propuestas recibidas por el gobierno argentino para la adquisición contemplan una financiación del 100% del costo de capital del bus eléctrico.

La propuesta para Colombia está completamente ligada con los incentivos de buses eléctricos del Decreto 51/2018 de Argentina, con algunas diferencias para garantizar una demanda creciente para los fabricantes de vehículos eléctricos. En este sentido, la política de electrificación nacional tendrá que establecer como requisito que, a partir de la siguiente adquisición de buses eléctricos, se debe incrementar la penetración gradual hasta alcanzar licitaciones para adquisición exclusiva de buses eléctricos en 2030.

Con esta propuesta se espera que los fabricantes de buses y vehículos eléctricos encuentren una demanda creciente a nivel local y puedan financiar sus inversiones en el país y garantizar una penetración de buses eléctricos confiable y con bajos costos de repuestos, inventario y mantenimiento.

¹² Todo Noticias, Argentina. 17/01/2018

Acción: Compra exclusiva de Buses Eléctricos

La política de electrificación nacional tendrá que establecer como requisito que, a partir de la siguiente adquisición de buses eléctricos, se debe incrementar la penetración gradual hasta alcanzar licitaciones para adquisición exclusiva de buses eléctricos en 2030.

Acción No.36. Condiciones especiales a fabricantes de movilidad eléctrica

Los fabricantes de vehículos eléctricos nacionales o internacionales, que sean adjudicados con más de un 10% del inventario nacional, deberán desarrollar producción local a partir de la fabricación o ensamble en plantas ubicadas en Colombia. En estos casos los fabricantes recibirán beneficios tributarios para la importación de los componentes, licencias, procesos de registro e incentivos regionales, que promuevan la instalación de las plantas en zonas estratégicas.

Esta acción busca la rápida implementación de capacitaciones para la reparación, soporte y mantenimiento de vehículos eléctricos locales con el fin de ampliar el soporte, afianzar la confianza en la tecnología y reducir los costos de mano de obra importada.

El apoyo consiste en la creación de programas apoyo para la capacitación y certificación de ingenieros y tecnólogos a través de cursos presenciales y virtuales dictados por los fabricantes y la propagación del conocimiento a través de las universidades, el SENA y otros centros tecnológicos.

La certificación tanto del personal y de los centros de servicio técnico deberá implementarse a partir de la creación de los programas y los requisitos de los fabricantes de vehículos eléctricos y estaciones de recarga o instituciones acreditadas.

Acción: Condiciones especiales a fabricantes de movilidad eléctrica

Los fabricantes de vehículos eléctricos nacionales o internacionales, que sean adjudicados con más de un 10% del inventario nacional, deberán desarrollar producción local a partir de la fabricación o ensamble en plantas ubicadas en Colombia. En estos casos recibirán beneficios tributarios para la importación de los componentes, licencias, procesos de registro e incentivos regionales, que promuevan la instalación de las plantas en zonas estratégicas.

Acción No.37. Incentivos a la penetración de EV en transporte de carga y pasajeros

Algunas de las barreras para la movilidad eléctrica, identificadas en estudios previos, hacen referencia a las dificultades para la penetración de vehículos eléctricos para transporte de carga y pasajeros, como son:

- Baja oferta tecnológica, principalmente para tamaños medianos y pesados.
- Altos precios de compra de vehículos.
- Tiempos extensos de depreciación del vehículo.

- Se requieren mejoras tecnológicas en autonomía, tiempos de carga y operación de equipos auxiliares en condiciones extremas.
- Disponibilidad de infraestructura de carga.
- Importancia del apoyo del gobierno.

Sin embargo, la mayoría de estas barreras están siendo superadas en países europeos donde la penetración ha aumentado progresivamente. Por ejemplo, respecto a las barreras tecnológicas, los avances de los principales fabricantes permiten ser optimistas en mejoras en la autonomía, tiempos de carga y la operación continua en un horizonte de mediano plazo.

Adicionalmente, el costo total de propiedad¹³ (TCO) de los EVs para transporte de carga se ha reducido sustancialmente en la medida en que el ahorro de combustible y de mantenimiento logra compensar el costo inicial de los vehículos, como lo presenta FREUVE¹⁴, donde el TCO de EVs es menor en un 15% que para vehículos de carga convencionales (CFV) para un vehículo que viaje al menos 120 km diarios.

Para habilitar esta estrategia es necesario que los operadores de red¹⁵ deben tener un incentivo regulado para instalar estaciones de carga rápida en zonas urbanas e interurbanas para habilitar la inversión con retorno de largo plazo de los operadores de carga que desean desarrollar una flota de vehículos eléctricos.

Acción: Incentivos a la penetración de EV en transporte de carga y pasajeros

Los operadores de redes de electricidad deben tener incentivos para interactuar activamente con los operadores de flotas que desean implementar una gran cantidad de EFV.

Acción No.38. Cupos para Taxis Eléctricos

La falta de transporte público colectivo y masivo en Colombia ha promovido el uso de taxis como un medio de transporte importante que ha impactado la movilidad, el consumo de combustible y la emisión de CO₂. Actualmente, el costo inicial de adquisición de un EV más el cupo del taxi constituyen una fuerte barrera económica para la penetración de taxis eléctricos en el país.

La propuesta para fomentar la penetración de taxis eléctricos consiste en otorgar tasas preferenciales para financiar el 100% del costo de capital de los taxis eléctricos y de la infraestructura de carga, utilizando medios electrónicos de recaudo a través de la recarga. Adicionalmente, se deben conceder descuentos y permisos preferenciales en el valor de la

¹³ TCO incluye: Capital + Depreciación + impuestos + financiación + combustible + seguro +mantenimiento + reparación
¹⁴ Freight Electric Vehicles in Urban Europe, 2017.

¹⁵ En Colombia algunos operadores de red han instalado Electrolineas en las principales ciudades a manera de piloto para promover la utilización de vehículos eléctricos

matrícula, impuestos, seguros, traspaso, trámites, pico y placa y acceso entre ciudades a los taxis eléctricos durante los primeros años de implementación¹⁶.

La expansión de nuevos cupos en las ciudades deberá ser exclusiva para taxis eléctricos a partir de 2020, mientras se implementan las acciones para el sector oficial, y la renovación de matrícula para taxis existentes deberá ser exclusiva para taxis eléctricos a partir de 2025, para alcanzar un inventario total de 100% de taxis eléctricos en 2030.

Los procesos actuales de revisión técnico-mecánica deben ser cada vez más rigurosos en la emisión de gases para garantizar una transición gradual a una movilidad sostenible en este segmento de transporte.

Acción: Cupos para Taxis Eléctricos

La propuesta para incrementar la penetración de taxis eléctricos consiste en otorgar tasas preferenciales para financiar el 100% del costo de capital de los taxis eléctricos y de la infraestructura de carga. Adicionalmente, se deben conceder descuentos y permisos preferenciales en el valor de la matrícula, impuestos, seguros, traspaso, trámites, pico y placa y acceso entre ciudades a los taxis eléctricos durante los primeros años de implementación.

Estrategia No.14. Instrumentos complementarios a la política de Electrificación del transporte nacional

La política de electrificación del transporte nacional permitirá incrementar la demanda de manera sostenible para la inversión extranjera y el desarrollo de la industria local en la producción, importación, mantenimiento, ensamble, instalación, reparación y servicios conexos a la movilidad eléctrica.

Asimismo, la infraestructura de carga a través de puntos privados y de electrolinerías públicas asume más riesgos en sus inversiones de capital durante periodos de incertidumbre de penetración de la tecnología, baja demanda, inestabilidad legal y regulatoria para los actores del sector.

Las acciones con instrumentos complementarios están basadas principalmente en estrategias de otros países y en el estudio de EY para el Ministerio de Transporte de 2017. El objetivo de esta estrategia es proveer estabilidad política y regulatoria a los usuarios, a la infraestructura, manufactura y al servicio técnico local y promover las inversiones y el desarrollo de servicios conexos con condiciones técnicas y económicas estables en el largo plazo para los usuarios e inversionistas, así como en el crecimiento de la demanda de vehículos eléctricos que garanticen la eficiencia, la transparencia y el libre mercado.

¹⁶ En Colombia se han implementado ajustes arancelarios a las importaciones de vehículos eléctricos, sin embargo en el informe No.2 de este estudio, se proyectaron bajos resultados esperados de penetración de movilidad eléctrica de estas medidas.

Acción No.39. Regulación asociada a la movilidad eléctrica

- *Precio de la electricidad para recarga*

Con esta acción se busca acelerar la creación de una normatividad y regulación económica de largo plazo para la recarga de vehículos eléctricos. Se hace necesario garantizar un precio de largo plazo estable y reglas estables para la fijación de precios en las primeras inversiones, mientras se alcance un nivel aceptable de liquidez para un libre mercado, teniendo en cuenta que las evaluaciones económicas para la inversión de vehículos eléctricos, infraestructura, y posibles plantas de producción dependen del precio y la demanda de la electricidad para movilidad eléctrica.

El precio de la energía eléctrica para recarga en electrolineras y puntos de recarga privados puede estar sujeto a una contratación especial y una fórmula tarifaria horaria debido a la diferencia en los patrones de consumo, a las inversiones de infraestructura que se requieren y la tecnología de medición disponible, además de posibles descuentos por los beneficios ambientales de la movilidad eléctrica respecto a la convencional.

La propuesta está enfocada a que se convoquen contratos de largo plazo para movilidad eléctrica, que incluyan la nueva demanda de largo plazo, para apalancar inversiones en nuevas fuentes FNCER o posibles precios competitivos por parte de los agentes del mercado mayorista existentes.

El regulador debe además definir en el corto plazo el esquema de operación y de ejecución de actividades de compra y venta de energía eléctrica para movilidad, teniendo en cuenta los nuevos aspectos de la cadena como son infraestructura de recarga, el rol del operador de red, inyección a la red, puntos embebidos, puntos con conexión directa, niveles de tensión, congestión en distribución, puntos en zonas no interconectadas, reventa, tecnologías de recarga rápida, semi-rápida o lenta.

- *Regulación de las electrolineras y puntos privados de carga*

La regulación debe establecer los criterios técnicos para la instalación de puntos de recarga en el corto plazo para impulsar esta nueva línea de negocio, entre las definiciones están:

- Estándares de cargador
- Instaladores habilitados/certificados
- Condiciones técnicas para la instalación
- Procedimientos y plazos para la instalación
- Puntos y lugares autorizados
- Eliminación de barreras por parte del operador/comercializador
- Prevención de fraudes
- Prevención de posible arbitraje en la inyección a la red

Acción: Regulación asociada a la movilidad eléctrica

El precio de la energía eléctrica para recarga en electrolinerías y puntos de recarga privados puede estar sujeto a una contratación especial y una fórmula tarifaria horaria debido a la diferencia en los patrones de consumo, a las inversiones de infraestructura que se requieren y la tecnología de medición disponible, además de posibles descuentos por los beneficios ambientales de la movilidad eléctrica respecto a la convencional.

Acción No.40. Instrumentos Tributarios para la movilidad eléctrica

La principal barrera económica de la movilidad sostenible son los costos de capital, dado que la mayoría de la tecnología es financieramente viable en el largo plazo, debido a que representa menores costos de combustible, mantenimiento, reparación y mayor vida útil de sus componentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, la penetración de movilidad depende en gran medida de un buen plan de amortización del capital inicial a través de incentivos tributarios o planes de financiamiento que viabilicen la adquisición en el largo plazo.

La estrategia consiste en un plan de acciones para resolver la dificultad de inversión inicial a través de instrumentos tributarios y financieros con la posibilidad de generar beneficios tanto a las entidades financieras como a los dueños de vehículos que hagan uso de este como fuente de ingreso.

- Reducir impuestos rodaje, sobretasa a otros combustibles, entre otros
- Exención de IVA y Aranceles para todos los vehículos eléctricos e infraestructura de carga sin límite
- Exención de IVA/aranceles y descuento impuesto de renta
- Revisión de instrumentos impositivos de los municipios
- Se debe incluir al MADS en la política de adquisición de vehículos para transporte público
- Involucrar al servicio de energía eléctrica gradualmente en el recaudo de impuestos del sector transporte
- El cálculo de impuesto para EVs no debe ser con el CAPEX sino con emisiones

Acción: Instrumentos Tributarios para la movilidad eléctrica

La estrategia consiste en un plan de acciones para resolver la dificultad de inversión inicial a través de instrumentos tributarios y financieros con la posibilidad de generar beneficios tanto a las entidades financieras como a los dueños de vehículos que hagan uso de este como fuente de ingreso.

Acción No.41. Instrumentos Financieros para Movilidad Eléctrica

- *Leasing de camiones, buses y taxis eléctricos*

Los microempresarios dueños de camiones, buses o taxis que desean acceder a créditos especiales para reemplazo a vehículos eléctricos deben encontrar apoyo del sector financiero para

acceder a esta tecnología. Los planes de financiación deben facilitar el leasing de vehículos con alta eficiencia que garanticen el ahorro en la operación del vehículo, frente a uno convencional. De esta forma, se cubre parte de los riesgos de no pago y se pueden hacer convenios con fabricantes y concesionarios.

De igual forma, las convocatorias públicas para la adquisición de flotas de cientos de buses, del orden de 700,000 USD c/u, requerirá de apoyo de la banca para la financiación y el due diligence del proceso. La infraestructura de carga también demandará apoyo financiero para la implementación previa a la alta utilización de los puntos, principalmente en centros comerciales, edificios, empresas, parqueaderos y en las mismas electrolinerías exclusivas.

Para esta financiación la banca y las empresas aseguradoras deben estar preparadas a través de la capacitación en cuanto a los riesgos, costos y normativa relacionada con la tecnología.

- *Plan de amortización vs ahorro con la recarga*

La utilización de movilidad eléctrica permite innovar en productos financieros debido a la posibilidad de monitorear completamente al activo garante del préstamo o leasing. Los avances tecnológicos de los EVs permiten combinar instrumentos tecnológicos con financieros para mejorar la experiencia del usuario y del banco en el convenio acordado.

La propuesta de esta acción consiste en crear un producto de amortización versus ahorro donde se calcula el ahorro operativo que genera el vehículo eléctrico en cada recorrido y recarga, permitiendo recaudar la cuota que recibe el banco a partir de la misma recarga. En otras palabras, es posible que el usuario que adquiere el vehículo no perciba un incremento en el costo total del vehículo, sino que los ahorros se llevan a la cuenta de la deuda por el capital otorgado por el banco.

Este tipo de productos se utilizan en la industria eléctrica en programas de eficiencia energética y son utilizados para evitar el desembolso inicial por el costo de inversión del proyecto y lograr un incentivo de ahorro en todas las partes involucradas, incluyendo el banco.

Acción: Instrumentos Financieros para Movilidad Eléctrica

La primera medida consiste en restringir los cupos de crédito para vehículos convencionales, principalmente para transporte público.

La utilización de movilidad eléctrica permite innovar en productos financieros debido a la posibilidad de monitorear completamente al activo garante del préstamo o leasing. La propuesta consiste en crear un producto de amortización versus ahorro donde se calcula el ahorro operativo que genera el vehículo eléctrico en cada recorrido y recarga, permitiendo recaudar la cuota que recibe el banco a partir de la misma recarga.

Acción No.42. Información monitoreo y otros Incentivos complementarios

Los instrumentos complementarios se utilizan para incentivar la utilización de movilidad eléctrica en uso privado, a través de beneficios como los que se presentan en la siguiente tabla.

| Movilidad | Información | Tecnológicos | Regulatorios |
|---|---|---|--|
| Código de ciclovías | Monitoreo y difusión de los beneficios en salud y medio ambiente | Sistematización de las bases de datos existentes para seguimiento y control | Formalización de los agentes que intervienen en el transporte de carga |
| Acceso a carriles exclusivos de bus | Compartir carro en las empresas. | Instalar sensores de calidad del aire, por ejemplo, recomendados por EPA. | Control de emisiones en transporte de carga y pasajeros interurbanos. |
| Parqueaderos gratis para vehículos eléctricos | Crear incentivos para cambio de horario y teletrabajo en las empresas | | Ajustar política de chatarrización a partir de etiquetado. |
| Restricciones de acceso en algunas zonas urbanas. | Difundir permanentemente el avance en proyectos de reducción de emisiones | Medición y restricciones de ruido | Permisos de estacionamiento y carga / descarga: otorgar permiso a los EFV para estacionar y (des) cargar de forma gratuita o utilizar áreas de carga privilegiadas |



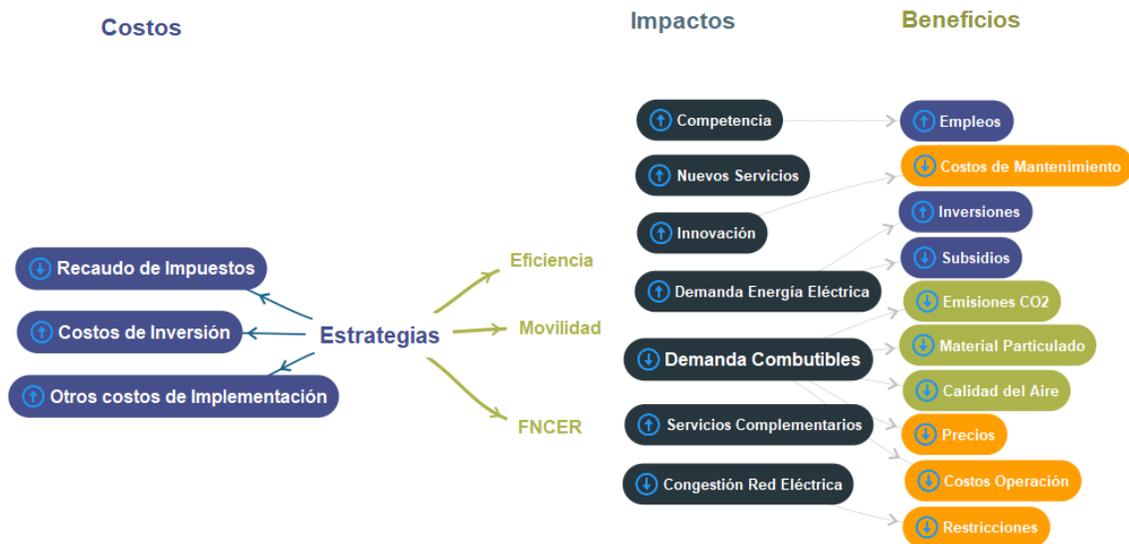
6. Evaluación de Estrategias

6

En este capítulo se cuantifican los impactos y las metas de las acciones propuestas para la Misión De Crecimiento Verde en el objetivo estratégico de Energía. La principal transformación que se espera en los sectores consumidores y productores de energía consiste en una disminución del consumo de combustibles fósiles convencionales debido a un aumento de la generación de energía eléctrica con fuentes FNCER y una mayor eficiencia del lado de la demanda de combustibles para el sector de transporte. Todas estas transformaciones deberán ir acompañadas de una articulación y un respaldo institucional en materia de financiación, regulación y difusión de información, entre otras medidas de implementación que soporten las estrategias propuestas.

La evaluación de los impactos se realizó simulando un escenario de alta implementación versus un escenario de baja implementación que hace las veces de BAU¹⁷. Respecto a las variables que se afectan con cada una de las acciones implementadas, se cuantificaron y clasificaron a través de costos o beneficios a nivel país. En la siguiente ilustración se presentan las principales variables que se impactan con las estrategias y acciones propuestas en los capítulos anteriores.

Ilustración 2. Esquema de Impactos en análisis Costos Beneficios



Fuente: Elaboración Propia, Enersinc

6.1 Impacto en Costos

El impacto de las estrategias a nivel de costos se resume en un incremento de los costos de capital y una reducción en los costos variables en la matriz energética. Adicionalmente, existen externalidades ambientales positivas en la reducción del consumo de combustibles fósiles y en la penetración de nuevas tecnologías y nuevos hábitos en movilidad y consumo. En esta sección se utilizó el software EnergyPlan como la herramienta fundamental para la valoración del impacto.

¹⁷ Business as Usual

Adicionalmente, se utilizó el resultado del “2do taller de Presentación de Estrategias de Energía de la Misión de Crecimiento Verde” y se utilizaron modelos econométricos complementarios.

El impacto se dividió en las siguientes categorías: Costos fijos y de Inversión, impacto en variables medio ambientales, costos operativos variables y otros beneficios.

6.1.1 Impacto en Costos Fijos y de Inversión

- Inversiones en nueva infraestructura y tecnología: debido a que es el costo con mayor impacto y mayores proyectos, se categoriza en los siguientes rubros:
 - **Costo adicional de vehículos eléctricos vs convencionales:** el costo de vehículos eléctricos tipo automóviles entre 2024 y 2030 se estimó en promedio con un costo de capital superior en 30% respecto a uno convencional. Respecto a los buses se estimó un valor de 20% superior y en trenes eléctricos sería aproximadamente de 40% más alto, teniendo en cuenta los beneficios tributarios.
 - **Costo de Medidores inteligentes versus reposición de actuales.** El costo de capital e instalación de los nuevos 12 millones de medidores se estima en \$2.1 Billones de pesos, pero descontando la reposición de los actuales, el costo adicional sería de 1.88 Billones de pesos. El costo anualizado de capital sería 342,000 millones de pesos. Es importante resaltar que el reemplazo de los medidores es una acción en curso del ministerio, que sería respaldada por la Misión de Crecimiento Verde, por lo tanto, el impacto de las propuestas solo representaría un 10% de la implementación y no todo el costo de reemplazo de medidores.
 - **Estaciones de recarga:** Se estima una inversión extranjera y local anualizada de 65,000 millones de pesos anuales para la conformación de la estrategia.
 - **Modernización de los centros de control:** Los centros de control de electricidad, gas, poliductos y movilidad requerirán inversiones similares a las que requieren en una penetración baja, por tanto, no se genera un costo adicional con una alta penetración.
 - **Mejores sistemas de información:** De igual forma los sistemas de información para una penetración baja, son prácticamente los mismos que se requieren para una alta penetración.
- **Otros costos de Implementación:** Los estudios adicionales y los cambios institucionales se estiman en un sobrecosto de 10% del costo sin implementación de las estrategias.
- **Subsidios:** Los subsidios deben reducirse en un porcentaje de la penetración de movilidad sostenible en las zonas de frontera y con la reducción de demanda en los estratos bajos, además del mejor recaudo a través de los medidores inteligentes.

- **Costos de Mantenimientos:** Los costos de mantenimientos en los vehículos tendrían una reducción de aproximadamente el 40% respecto al costo de los vehículos convencionales.

La siguiente tabla presenta el impacto en costos de inversión, indicando los ítems donde se existe un costo (-) o un ahorro (+) del escenario de alta implementación sobre el escenario de baja implementación.

Tabla 7. Impacto en Costos / Beneficio en Costos Fijos

| Impacto | Descripción de Impacto estimado | Variables de Beneficio (+) y Costo (-) |
|--|---|---|
| Inversiones en nueva infraestructura y tecnología | Los costos de capital se incrementan en 65% para soportar la infraestructura y la tecnología de vehículos eléctricos requerirá respecto al BAU. | (-) Costos de vehículos eléctrico versus convencionales (-) Costo de Medidores inteligentes versus reposición de actuales (-) Estaciones de recarga. (-) Mejoras en Redes de Distribución (-) Equipos industriales y electrodomésticos más eficientes (-) Modernización de los centros de control (-) Mejores Sistemas de información |
| | | -\$4,116 Miles de Millones de COP |
| Otros costos de Implementación | Se requerirán cambios e inversiones para estudiar nuevos retos tecnológicos y regulatorios. Los costos en estudios y costos fijos institucionales se incrementan en 25%. | (-) Mayores Estudios técnicos (-) Cambios institucionales |
| | | -\$5 Miles de Millones de COP |
| Costos de Mantenimientos | Los costos de reparación y mantenimiento se reducen sustancialmente, en todos los tipos de transporte y en las plantas que no generarán constantemente en los periodos secos. | (+) Costos de mantenimiento a vehículos (+) Costos de mantenimiento a plantas térmicas |
| | | \$262 Miles de Millones de COP |
| Neto de Beneficio / Costos: | (-) Costo = | -\$3.8 Billones de COP |

Fuente: Elaboración Propia. Enersinc.

6.1.2 Impacto en Costos Variables

- **Demanda y precios de combustibles:** La demanda de combustibles se reduce en la misma magnitud en que se proyecta la penetración de movilidad eléctrica. En el caso del tren de carga, se lograría sustituir el 10% consumo de combustibles equivalente a los camiones

que transportan carga en la ruta Santa Marta a la Dorada. La penetración de movilidad debe ser tal que se eviten las importaciones de crudo y gasolina a partir del año 2030.

- **Recaudo de Impuestos:** El recaudo de impuestos en los combustibles se reduce en el mismo porcentaje de reducción de la demanda de hidrocarburos. Los impuestos que se impactan generan IVA y la sobretasa, principalmente.
- **Demanda y precios de la energía eléctrica:** La demanda de energía eléctrica en el neto se incrementa en 10 TWh/año, por la penetración de movilidad eléctrica, incrementando también el precio de la energía en un 3%, pese a la entrada de renovables.
- **Congestión Red Eléctrica.** Las restricciones eléctricas por límite de intercambio entre el área caribe y el interior del país se reducen en un 49%, por balance energético.
- **Servicios Complementarios:** Los servicios complementarios de soporte de tensión, generación de seguridad, regulación primaria de frecuencia que serían prestados por plantas FNCER en el escenario propuesto, generarían una reducción del 5% del costo de las mismas, respecto al escenario bajo.

Tabla 8. Impacto en Costos / Beneficio en costos Variables

| Impacto | Variables de Beneficio (+) y Costo (-) | (+) Beneficio / (-) Costo |
|------------------------------------|--|--|
| Consumo de combustibles | Se reduce en 31% el consumo de combustibles fósiles | (+) Consumo de Combustibles fósiles |
| | | \$13,401 Miles de Millones de COP |
| Consumo de Energía Eléctrica | Se incrementa en un 5% el consumo de energía eléctrica | (-) Consumo de Energía eléctrica |
| | | -\$1,737 Miles de Millones de COP |
| Recaudo de Impuestos | Se reduce proporcional al consumo de combustibles fósiles en el 2030. | (-) Recaudo a través de gasolina y ACPM. |
| | | (-) IVA y Aranceles en importación. -\$3,082 Miles de Millones de COP |
| Congestión Red Eléctrica | En todos los escenarios se requerirán cambios e inversiones en aspectos tecnológicos y regulatorios.%. | (-) Estudios técnicos |
| | | (-) Hardware y software (-) Cambios institucionales -\$429 Miles de Millones de COP |
| Servicios Complementarios | Se reduce en 9% el costo de los servicios complementarios de generación de seguridad y soporte de tensión en el área Caribe. | (-) Costos de Servicios Complementarios |
| | | \$69 Miles de Millones de COP |
| Subsidios | A raíz de la eficiencia de las nuevas tecnologías, las campañas de educación e información se reducen los subsidios en un 23%. | (-) Subsidios a estratos bajos |
| | | (-) Subsidios de hidrocarburos a zonas fronterizas. \$170 Miles de Millones de COP |
| Neto de Beneficio / Costos: | (+) Beneficio = | \$9.3 Billones de COP |

Fuente: elaboración Propia. Enersinc.

6.1.3 Impacto en Medio Ambiente

- Material Particulado:

En el caso de Bogotá el 10,5% de las muertes se debe a este factor, y eso le cuesta a la capital 4,2 billones de pesos anuales, \$12,3 billones, \$3,9 billones, \$1,9 billones¹⁸.

- Emisiones de CO2:

La reducción de emisiones de CO2 asciende a 23% respecto al BAU. De acuerdo con las proyecciones del DNP, se espera que el recaudo en el año 2030 ascienda a 1.34 billones de pesos. El impacto del impuesto al carbono sobre el crecimiento económico será inferior al 0.01%¹⁹, sin embargo, existen otros beneficios no cuantificables.

- Riesgos ambientales:

Al reducir la demanda se reducirá el manejo de petróleo con una reducción de las toneladas derramadas, el petróleo crudo tiene los costos de limpieza más altos por tonelada entre \$ 15,000 derramado 23.440 barriles de petróleo 0,1364 3200 toneladas, a 15,000 USD por tonelada, el costo de cada emergencia es 48 millones de dólares²⁰. Asimismo, el costo ambiental de la construcción de embalses, como en el caso de Hidroituango se reducirá en al menos un factor de 0.8 de la penetración de FNCER.

- Contaminación auditiva

Por otra parte, al establecer el valor económico del ruido generado por las infraestructuras de telecomunicaciones en cuatro zonas urbanas del área metropolitana de la ciudad de Medellín (Colombia), se encontró que la disposición a pagar (DAP) por hogar/año es de \$20,000 por reducción de un decibel en los niveles de ruido emitidos por el transporte²¹, con base en esto se hizo la proyección proporcional a la penetración de movilidad eléctrica.

Tabla 9: Impacto en Costos / Beneficio Ambientales

| Impacto | (+) Beneficio / (-) Costo | Variables de Beneficio (+) y Costo (-) |
|-----------------------------|---|--|
| Material Particulado | En el caso de Bogotá el 10,5% de las muertes se debe a este factor, se realizó una estimación con | (+) Se reduce el material particulado en un factor del 0.6 por el porcentaje de penetración de movilidad sostenible. |

¹⁸ Fuente: DNP (2018); Lancet Comission (2017); URV (2015); DANE (2015)

¹⁹ Semana. Luis Gilberto Murillo, ministro de Medioambiente y Desarrollo Sostenible.

²⁰ Estimating Cleanup Costs For Oil Spills. #168, 1999 International Oil Spill Conference. Dagmar Schmidt Etkin. Oil Spill Intelligence Report.

²¹ Ensayos de economía . No.39. Julio-diciembre de 2011 . 141

| | | |
|-----------------------------|--|---|
| | todas las ciudades capitales con más de 1 millón de habitantes. | \$3,888 Miles de Millones de COP |
| Emisiones de CO2 | La reducción de emisiones de CO2 asciende a 23% respecto al BAU | (+) Se reducen las emisiones de CO2 en 23% respecto al BAU \$330 Miles de Millones de COP |
| Riesgos ambientales | Se reduce el manejo de petróleo y el riesgo de derrame así también, la construcción de embalses y los riesgos ambientales asociados. | (+) Se reducen los derrames de crudo y problemas de embalses en un factor de 10% sobre la reducción de la demanda de gasolina y ACPM \$78 Miles de Millones de COP |
| Contaminación auditiva | se hizo la proyección proporcional a la penetración de movilidad eléctrica | (+) Se reduce la contaminación auditiva en un factor de 80% sobre el porcentaje de movilidad eléctrica. \$184 Miles de Millones de COP |
| Neto de Beneficio / Costos: | (+) Beneficio= | (+) 4.5 Billones |

6.1.4 Otros Impactos

- Nuevos empleos: a nivel mundial se totalizan 8.1 millones de nuevos empleos a diciembre de 2017, por cuenta de la penetración de FNCER en los sistemas eléctricos. Respecto a las fábricas automotrices para vehículos eléctricos versus las convencionales, el saldo neto es negativo en la generación de nuevos empleos, debido a la modernización de las fábricas de vehículos eléctricos con tecnología robótica. Sin embargo, en el caso de Colombia, debido a que no tenemos una alta industria automotriz, sí se podrían generar al menos 200,000 nuevos empleos con la estrategia de promoción de entrada de industria local, con la demanda de movilidad proyectada y los beneficios otorgados.
- Tiempo de recorrido de pasajeros: En caso de implementarse transporte público masivo en las ciudades principales, uno de los principales beneficios sería el tiempo de desplazamiento entre puntos de alta demanda, generando un mayor bienestar a la ciudadanía y un beneficio económico significativo difícil de cuantificar.
- Accidentes de tráfico: Los transportes masivos también reducen la accidentalidad de las ciudades con alto tráfico de vehículos particulares y motos, como es el caso de las principales ciudades de Colombia. La reducción de accidentalidad, si bien es difícil de cuantificar constituye un beneficio adicional a los antes mencionados.
- Aprovechamiento de bonos verdes: Los montos de financiación del gobierno pueden reducirse si en los proyectos relacionados con las estrategias propuestas se utilizan bonos verdes del IFC – Banco Mundial en vez del financiamiento nacional, permitiendo que los cupos del gobierno sean utilizados para otros fines.

Tabla 10. Otros Impactos.

| Acción | Impacto en Variables de Costos | Impacto en Variables de Beneficio |
|---|---|--|
| • Medición inteligente-AMI | Costo de Hardware Software Medidores Gestión de información telecomunicaciones Reducción de empleos por medición manual | Calidad y reducción de pérdidas Identificación de patrones de consumo Reducción de costo de comercialización |
| • Canastas tarifarias | | Aplanamiento de la curva Respuesta de demanda |
| • Agregador de demanda | | Gestión de Demanda |
| • Mercado minorista | | Precios más competitivos Contratos especiales |
| • Prosumidores | Transferencia de Usuarios sin Generación a Prosumidores | Menores pérdidas de TyD Reducción de demanda en el Despacho Reducción de Inversiones en G, T y D |
| • Participación de demanda no regulada en el MEM | | Reducción del costo de confiabilidad Menores precios en eventos críticos |
| Clúster de energía térmica y eléctrica | | Eficiencia y Economías de escala Menores equipos |

Fuente: Elaboración Propia. Enersinc.

En total el beneficio neto cuantificable es de aproximadamente 5.5 billones de pesos para el año 2030, sin considerar los beneficios ambientales. En caso de considerarlos el beneficio total sería de 10 billones de pesos para ese mismo año.

6.2 Indicadores de Metas y Seguimiento

Las metas que se presentan están alienadas con los objetivos y compromisos adquiridos por el país, por un lado, las metas fueron estimadas con el modelo EnergyPlan, en el cual uno de los parámetros empleados para determinar los supuestos fue la obtención de la reducción de emisiones de CO₂ para el año de referencia 2030. En las simulaciones se encontró que la contribución de las metas planteadas aportaría una reducción del 23% de las emisiones de CO₂ para el 2030 respecto al BAU en los sectores de transporte y energía, teniendo en cuenta que el compromiso de París por parte de Colombia es alcanzar una reducción del 20% de emisiones de CO₂ para 2030.

El país mediante el documento CONPES 3918 ha ratificado su compromiso para la inclusión de los ODS como un eje rector en la definición de políticas públicas, promoción de inversiones, planes de desarrollo, fomentos de I+D+i entre otras. El documento CONPES busca determinar la estrategia de cumplimiento de los ODS mediante la definición del esquema de seguimiento, reporte y

rendición de cuentas. El ODS No. 7 busca Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, dentro de este se tienen tres objetivos específicos relacionados con las estrategias y acciones de este estudio:

- 7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos
- 7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas
- 7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

El desarrollo de las metas y estrategias aquí propuestas contribuye y se alinea claramente con la consecución cumplimiento del ODS No. 7, analizados en los impactos evaluados.

Tabla 11. Fuentes No Convencionales De Energía Renovable

| Estrategia | Indicador | Seguimiento | Fórmula / Unidad | Metas | | |
|---|---|-------------|---|---------|---------|---------|
| | | | | 2022 | 2026 | 2030 |
| General | Capacidad instalada de FNCER en el SIN | Anual | MW (Instalados) | 300 | 600 | 2400 |
| Promoción de la Inversión en Proyectos de Generación con FNCER | Energía adjudicada de FNCER en subastas de largo plazo | Anual | GWh/año | 100 | 200 | 1000 |
| | Participación de FNCER en las Obligaciones de Energía Firme | Anual | % OEF de FNCER (GWh) / OEF (GWh) Totales, OEF asignadas | 3% | 5% | 15% |
| | Tiempo promedio de aprobación de licencias ambientales de FNCER ó licencias aprobadas de proyectos FNCER en el período. | Anual | Suma (Tiempo aprobación licencia x MW proyecto) / Suma (MWs totales de licencias) | 9 meses | 6 meses | 3 meses |
| | Número de solicitudes de conexión al SIN de plantas de FNCER | Anual | No. total de solicitudes aprobadas en el período | 1200 | 2000 | 5000 |
| Productos y Tecnologías de Apoyo a las FNCER | Capacidad de almacenamiento de energía en el SIN | Anual | MW instalados en capacidad comercial de almacenamiento de energía, al final del período | 10 | 20 | 400 |
| | Subastas de CER realizadas | Anual | No. de subastas primarias de CER realizadas en el período | 1 | 2 | 4 |

Fuente: Elaboración Propia. Enersinc.

Tabla 12. Movilidad Sostenible

| ESTRATEGIA | INDICADOR | PERIODICIDAD | FÓRMULA - UNIDAD | Metas | | |
|--|--|--------------|--|---------|---------|-----------|
| | | | | 2022 | 2026 | 2030 |
| Priorizar en la Movilidad Masiva y el Plan Maestro de Transporte Intermodal | No. De pasajeros que utilizan transporte público / No. Personas que se movilizan | Anual | % | 15% | 30% | 45% |
| | kms de red férrea electrificada | Anual | kms | 55 kms | 120 kms | 300 kms |
| Política de Electrificación del Transporte Nacional | % Flota de vehículos oficiales eléctricos | Anual | % | 15% | 25% | 50% |
| | % de buses eléctricos adquiridos en cada licitación | Anual | Números de buses eléctricos adquiridos en licitaciones/ total de buses adquiridos por licitación | 30% | 50% | 100% |
| | Número de profesionales y técnicos capacitados por el SENA en movilidad eléctrica | Anual | No. | 3,00 | 1,500 | 5,000 |
| | No. de vehículos eléctricos particulares | Anual | No. | 500,000 | 800,000 | 1,100,000 |
| | Número de taxis eléctricos nuevos | Anual | No. | 1,200 | 5,000 | 50,000 |
| Instrumentos complementarios a la política de Electrificación del transporte nacional | % de avance de la regulación de tarifas de recarga y remuneración de electrolinerías | Anual | % | 80% | 100% | 100% |

Fuente: Elaboración Propia. Enersinc

Tabla 13 Gestión Eficiente De La Energía

| ESTRATEGIA | INDICADOR | PERIODICIDAD | FÓRMULA - UNIDAD | Metas | | |
|-----------------------------|--|--------------|--|-------|------|------|
| | | | | 2022 | 2026 | 2030 |
| Demanda activa | % de usuarios urbanos con AMI | Anual | No. de usuarios urbanos con AMI/ No. de usuarios urbanos totales | 30% | 60% | 95% |
| | % de usuarios rurales con AMI | Anual | No. de usuarios rurales con AMI/ No. de usuarios rurales totales | 15% | 30% | 50% |
| | Generación distribuida instalada | Anual | MW | 120 | 240 | 1200 |
| Demanda eficiente y moderna | Número de proyectos con concepto favorable para incentivos | Anual | No. | 35 | 55 | 55 |
| | Aporte a la meta ahorro PROURE % | Anual | % | 3% | 5% | 5% |
| Demanda Informada | Número de reglamentos técnicos nuevos | Anual | No | 2 | 2 | 2 |
| | Número de reglamentos técnicos revisados y actualizados | Anual | No. | 3 | 5 | 5 |

Fuente: Elaboración Propia. Enersinc

6.3 Viabilidad de las Metas de FNCER

La viabilidad de las metas de penetración de FNCER en el mercado de energía está sustentada en los resultados de las simulaciones realizadas en este Estudio con base en el modelo EnergyPLAN. El requerimiento básico para alcanzar las metas propuestas es que se verifiquen los supuestos modelados, en términos de evolución de la oferta y demanda de energía, en el escenario de simulación seleccionado para definir las metas.

Con respecto a la oferta, el elemento crítico es que exista un marco favorable y se desarrollen las subastas de contratación de energía a largo plazo, para que en ellas se adjudiquen las cantidades de energía previstas a proyectos de FNCER. Con la expansión que ya está establecida para el sistema de transmisión nacional no hay limitaciones de transporte para acomodar la generación de FNCER proyectada.

Por el lado de la demanda, se han utilizado proyecciones moderadas consistentes con la perspectiva actual de crecimiento de la demanda de energía eléctrica para consumo residencial, comercial e industrial, incluyendo el impacto de la generación distribuida y de los programas de eficiencia energética. El punto clave es que se materialice el crecimiento esperado en la demanda eléctrica para transporte, producto de la sustitución de combustibles fósiles por electricidad para dicho uso.

Desde el punto de vista institucional se requiere la acción coordinada de las autoridades del sector energético para: reglamentar y realizar las subastas de largo plazo para contratación de ERNC, establecer requisitos adecuados y ágiles para el desarrollo y conexión de los proyectos de FNCER, prever y llevar a cabo la expansión requerida del STN, implementar los cambios en el MEM que promueven y sustentan la operación sostenible de la generación de FNCER, y desarrollar un mecanismo de certificados de energía renovable.

También se requiere la acción estatal para la reglamentación y otorgamiento de incentivos para la movilidad eléctrica, impulsar e implementar las políticas de electrificación del transporte nacional, desarrollar asociaciones público-privadas para proyectos de transporte eléctrico y realizar las inversiones requeridas en infraestructura y servicios.

Las acciones anteriores, que están enmarcadas en las propuestas realizadas en este informe, permitirán alcanzar las metas planteadas para el desarrollo de la generación de FNCER en el país, y en general de la estrategia de crecimiento verde en el sector energético.

6.4 Viabilidad de las Metas de Movilidad Sostenible

Las metas propuestas de movilidad sostenible están relacionadas con la sustitución de consumo de combustibles fósiles por electricidad en el sector de transporte para que, aunado a la utilización de FNCER para la generación de electricidad, se cumplan las metas de emisiones de CO₂ previstas por el país para el cumplimiento de los compromisos del Acuerdo de París. La movilidad eléctrica también tiene otros beneficios ambientales importantes y de mayor eficiencia energética, lo que incluso justificaría metas más agresivas pero que no se han considerado aquí.

Las metas propuestas de movilidad eléctrica son ambiciosas y realistas, las cuales se definieron con base en mejores prácticas internacionales y verificación en los talleres con actores del sector. Respecto al transporte intermodal ya se ha empezado a avanzar en la recuperación y extensión de la red férrea del país, y se tienen identificados proyectos de transporte férreo y fluvial como parte del PMTI. Por tanto, el otorgamiento de incentivos financieros, especialmente orientados a la electrificación de los corredores férreos, promueve el desarrollo de estos proyectos, más aún si se acometen como asociaciones público-privadas.

Por su parte, actualmente existe un gran énfasis de políticas públicas en el transporte colectivo en las áreas urbanas del país, con sistemas masivos desarrollados en las ciudades más importantes. El apoyo y estímulo para extender dichos proyectos y para su electrificación, permitirá encaminar los proyectos en curso en esta dirección y el desarrollo de nuevos programas, incluyendo más ciudades.

En el caso de metas para la electrificación del transporte nacional, el gobierno tiene amplio margen de maniobra respecto a las decisiones de las entidades del sector oficial en esta materia. Igualmente, para propiciar las condiciones que hagan más atractivo la migración a vehículos eléctricos de todo tipo. Debe señalarse que dicho cambio ya es atractivo pues representa beneficios reales de ahorros de costos de transporte para los propietarios de los vehículos. Por lo tanto, las medidas que reducen el costo real o percibido de dicho cambio pueden hacer la diferencia en la toma de decisiones y acelerar el ritmo de la electrificación del transporte.

Finalmente, el desarrollo de los estándares tecnológicos y la regulación económica asociada con la movilidad eléctrica es clave para reducir el riesgo de las inversiones en este sector y que se desarrollen los servicios que le sirven de soporte.

6.5 Viabilidad de las Metas de Gestión Eficiente de Energía

El país ha hecho avances valiosos en el marco legal de incentivos y en la concepción de programas de eficiencia energética, desde la expedición de la ley del URE, de la reglamentación del PROURE y de la ley 1715 de 2014. También en materia de gestión de la demanda y de redes inteligentes se ha avanzado en el estudio y decisiones de política pública, como es el caso de la Resolución del MME que dispone la instalación de infraestructura de medición avanzada (AMI).

En tal sentido, las metas propuestas para la gestión eficiente de energía han consultado este precedente y se han construido como resultado de identificar la profundización que es posible alcanzar en esta área. Esto con base en el desarrollo tecnológico actual, así como en los ajustes regulatorios e institucionales, esquemas financieros y de incentivo adicionales, y tareas de capacitación y difusión de información que conforman las estrategias propuestas para este tema.

Así, las metas de instalación de AMI responden a lo establecido en la Resolución del MME respecto a la gradualidad que debe cumplirse en la instalación de la infraestructura de medición avanzada. Las metas de generación distribuida resultan de las simulaciones realizadas con el modelo de planeamiento energético utilizado en este trabajo. Igualmente, las metas de eficiencia energética tienen en cuenta lo establecido en el plan de acción vigente del PROURE. Por último, corresponde a las autoridades del sector el desarrollo y actualización de los reglamentos técnicos.

6.6 Impacto sobre los actores económicos

Todas las acciones mencionadas dentro de las estrategias mencionadas dentro de las propuestas tienen tanto beneficiados como afectados, si bien el análisis se ha hecho teniendo en cuenta el beneficio social y el beneficio costo positivo de las propuestas es indudable que habrá algunos actores o sectores que podrán verse perjudicados o afectados.

En relación a las estrategias de promoción y participación de FNCER algunos de los agentes que podrán verse perjudicados serán aquellos que tengan previstas grandes inversiones en proyectos convencionales, ya que evidentemente la generación con FNCER será prioritaria en los próximos años como parte de la misión de crecimiento verde aquellas empresas que tengan todo su portafolio conectado en generación fósil podrán encontrar problemas de financiación de estos proyectos, así como cambio en las políticas, sin embargo no se prevé que el cargo por confiabilidad que es el que mayor estabilidad financiera le da a estos proyectos vaya a cambiar en el corto plazo.

Tanto la demanda como la oferta de energía se transformará en los próximos años lo que representa retos de adaptación y aprendizaje tanto para los actores del mercado como para los operadores de este, por lo tanto, más que afectado se vislumbra en periodo de transición en el que deberá cubrirse la curva de aprendizaje por parte de todos los actores para la integración de estas fuentes en la matriz.

El desarrollo de las propuestas en movilidad eléctrica tendrá impactos importantes en una industria relevante de la económica nacional como la automotriz y más aún en los transportadores de carga. Por un lado, la masificación del transporte eléctrico implicara la reducción del mercado de la industria de mantenimiento y reparación de automóviles, servicios de reparación, y estaciones de servicio asociadas, dado que los vehículos eléctricos requieren un menor mantenimientos, esto implicara la diversificación de las capacidades de estos talleres para poder atender la demanda de mantenimientos eléctricos y baterías.

Por otro lado, el desarrollo de sistemas de transporte multimodales en particular el impulso al transporte de carga ferroviaria tendrá un impacto en los transportadores de carga, por supuesto la capacidad de transporte ferroviaria es mayor y más eficiente que la de carga por carretera por lo que un amplio desarrollo de este modo de transporte.

Respecto a las estrategias planteadas en gestión eficiente de la demanda, se presentan tres grupos de potencial afectados. En primer lugar, el desarrollo masivo de la medición inteligente impactara la pérdida de empleos no calificado de las cuadrillas y personal que hoy realizan las actividades comerciales de medición, lectura, conexión y desconexión que serán reemplazadas por la información enviada por los medidores a los centros de control.

La masificación de la autogeneración puede tener un impacto en las tarifas de aquellos que sigan conectados a la red y que deberán cubrir los costos de ingresos aprobados para las tarifas de los operadores de red, que en la medida en que la demanda sea menor este valor será más alto para aquellos que sigan en la red.



Renewable
Energy

Conclusiones

Después de realizar un diagnóstico de las condiciones que el país ofrece para el desarrollo de energías limpias y para el uso eficiente de energía, en el cual se evaluó la situación actual, se analizaron las principales barreras de tipo institucional, técnico, económico, regulatorio y de información, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

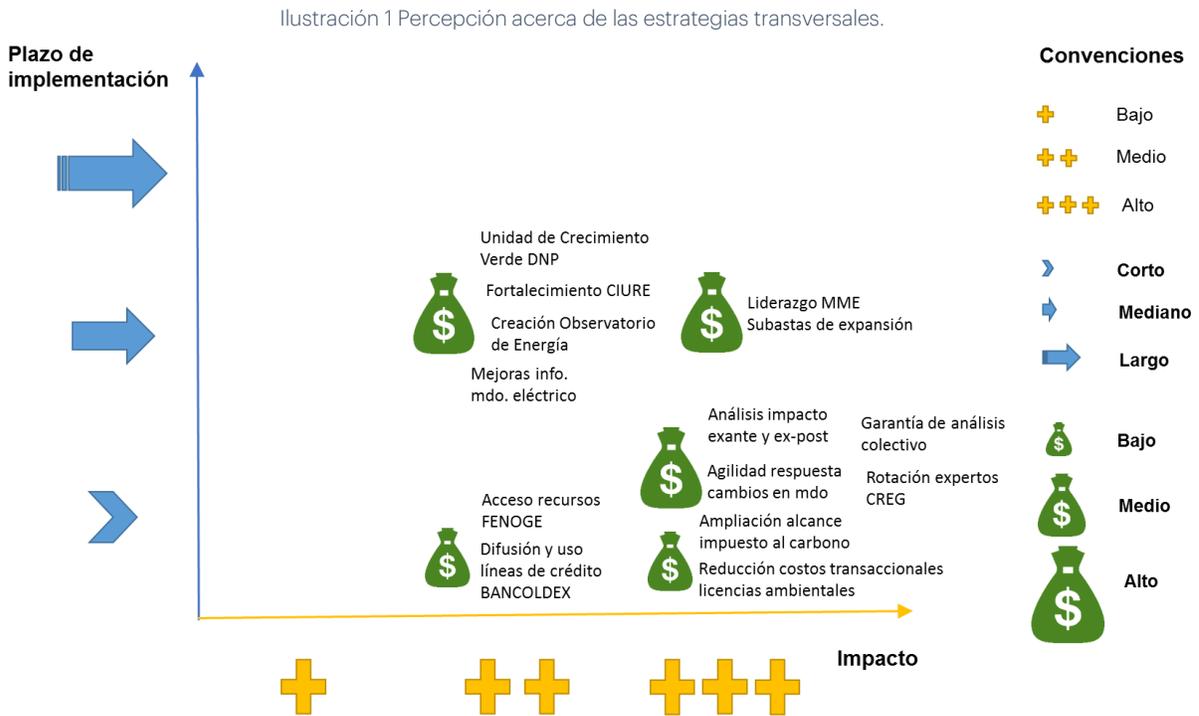
1. Existen aún numerosas barreras para el desarrollo sostenible en el sector energético en el largo plazo. Sin embargo, se encontró que gran parte de las barreras son removibles mediante acciones de política y de gestión. Muchas de las barreras son de tipo regulatorio, por lo cual debe hacerse un esfuerzo en este campo para desarrollar las normas y regulaciones que permitan la mayor penetración de las FNCER, de la movilidad eléctrica y de la gestión eficiente de la energía.
2. Si bien las FNCER requieren un impulso, el cual se viene dando a partir de la expedición de la Ley 1715 y con el Decreto 570 de 2018 que promueve las subastas para contratos de largo plazo, es importante señalar que estas fuentes no contribuyen de manera sustancial con las metas de reducción de emisiones del sector que ha definido el Gobierno Nacional a partir del COP21. Es mucho mayor el impacto de la movilidad eléctrica, dado que el sector transporte es responsable de gran parte de las emisiones de CO₂ como consecuencia de la utilización de combustibles fósiles. Es por ello que el trabajo le dedica una parte especial al análisis de estos impactos y considera que en este sector se deben centrar los esfuerzos para realmente modificar la matriz energética del país y reducir las futuras emisiones de CO₂.
3. En materia de eficiencia energética, si bien se ha avanzado, existen medidas que pueden contribuir de manera importante a mejorar las condiciones de sostenibilidad energética, tales como etiquetado de electrodomésticos (los que faltan) y de vehículos, respuesta de la demanda en el sector eléctrico, generación distribuida y autogeneración con FNCER, incentivos a la industria para mejoras de eficiencia e impulso para la utilización de recursos financieros existentes para desarrollo de proyectos.
4. Después de evaluar la situación de cada uno de los aspectos tratados y con base en el modelo Energy Plan, se evaluaron tres escenarios posibles que dieron lugar definir las estrategias y acciones para el cumplimiento de metas viables y alcanzables en el horizonte 2018-2030.
5. En cuanto a temas transversales, definidos como aquellos que pueden impactar los demás aspectos analizados, se definieron 5 estrategias que comprenden 12 acciones. Las estrategias son: valoración de las externalidades, gestión de la información, financiamiento, coordinación institucional y conducta regulatoria.
6. En cuanto a la penetración de FNCER se proponen 3 estrategias y 9 acciones. Las estrategias propuestas son las siguientes: Promoción de la inversión en proyectos de generación con FNCER, fomento a la integración de FNCER al Mercado mayorista y desarrollo de productos y tecnologías de apoyo a las FNCER
7. Respecto a la Gestión Eficiente de la energía, se proponen 3 estrategias y 9 acciones. Las estrategias son: Demanda activa, demanda eficiente y moderna y demanda informada
8. Respecto a la movilidad eléctrica se definieron 3 estrategias y 12 acciones. las estrategias son las siguientes: priorizar la movilidad masiva y el plan maestro Intermodal, definir una política de electrificación del transporte nacional y desarrollar instrumentos adicionales de apoyo a la política de transporte nacional.

9. Las metas más destacables en términos de penetración para el año 2030 de las FNCER son:
- a) Capacidad instalada de FNCER en el SIN: 2400 MW (Instalados)
 - b) Energía adjudicada de FNCER en subastas de largo plazo: 1000 GWh/año
 - c) Participación (%) de FNCER en las Obligaciones de Energía Firme: 15% (% OEF de FNCER (GWh) / OEF (GWh) Totales, OEF asignadas)
 - d) Tiempo promedio de aprobación de licencias ambientales de FNCER ó licencias aprobadas de proyectos FNCER en el período: 3 meses (Suma (Tiempo aprobación licencia x MW proyecto) / Suma (MWs totales de licencias))
 - e) Número de solicitudes de conexión al SIN de plantas de FNCER: 5000 (No. total de solicitudes aprobadas en el período)
 - f) Capacidad de almacenamiento de energía en el SIN: 400 (MW instalados en capacidad comercial de almacenamiento de energía, al final del período)
 - g) Subastas de CER realizadas: 4 (No. de subastas primarias de CER realizadas en el período)
10. Las principales metas en términos de eficiencia y gestión de la demanda son:
- a) Porcentaje (%) de usuarios urbanos con AMI: 95% (No. de usuarios urbanos con AMI/ No. de usuarios urbanos totales)
 - b) Porcentaje (%) de usuarios rurales con AMI: 50% (No. de usuarios rurales con AMI/ No. de usuarios rurales totales)
 - c) Generación distribuida instalada: 1200 MW
 - d) Número de proyectos con concepto favorable para incentivos: 55
 - e) Aporte a la meta ahorro PROURE %: 5%
 - f) Número de reglamentos técnicos nuevos: 2
 - g) Número de reglamentos técnicos revisados y actualizados: 5
11. Las principales metas en movilidad eléctrica son:
- a) Número de pasajeros que utilizan transporte público / No. Personas que se movilizan: 45%
 - b) kilómetros de red férrea electrificada: 300 kms
 - c) Porcentaje (%) Flota de vehículos oficiales eléctricos: 50%
 - d) Porcentaje (%) de buses eléctricos adquiridos en cada licitación: 100% (Números de buses eléctricos adquiridos en licitaciones/ total de buses adquiridos por licitación).
 - e) Número de profesionales y técnicos capacitados por el SENA en movilidad eléctrica: 5000
 - f) Número de vehículos eléctricos particulares: 1,100,000
 - g) Número de taxis eléctricos nuevos: 50,000
 - h) Porcentaje (%) de avance de la regulación de tarifas de recarga y remuneración de electrolineras: 100%.

12. En términos de costos, se calcula que los costos fijos de las propuestas son \$3.8 Billones de COP, y los beneficios son de 13.8 Billones de COP
13. En términos de ahorro energético, las propuestas indican un ahorro de 5.5 Billones de COP respecto al caso base.
14. Es claro que los impactos de las propuestas en términos ambientales y económicos son altamente positivos y permitirían cumplir de manera holgada con los compromisos de Colombia en el COP 21 y en el cumplimiento de las metas de ODS.
15. Del análisis efectuado se concluye la importancia de definir acciones concretas y viables, como las propuestas, para alcanzar los objetivos planteados por la Misión de Crecimiento Verde.

8 Anexo A - Resultados Taller en Mesas de discusión

Las mesas de discusión de las estrategias propuestas fueron integradas por expertos representantes del gobierno, la academia y agentes del mercado. Dentro de los actores clave para el desarrollo de las estrategias se mencionan de manera reiterada el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Transporte, el Departamento Nacional de Planeación, la Unidad de Planeación Minero-Energética, XM, la academia, la banca y los agentes privados del mercado. Las conclusiones se resumen en las siguientes ilustraciones.



Fuente: Elaboración Propia – Enersinc a partir de las encuestas del Taller.

Con respecto a las estrategias transversales, se destacan las estrategias de valoración de las externalidades positivas y la gestión de la información las cuales son percibidas como de alto impacto en la transformación del mercado eléctrico. Se considera que la ampliación del alcance del impuesto al carbono y la reducción de los costos transaccionales de licenciamiento tienen un corto tiempo de implementación (menor a cuatro años) y costo medio de implementación, según las valoraciones dadas por los participantes. Como herramienta para el seguimiento, se hace énfasis en indicadores que midan el costo y tiempo para el licenciamiento ambiental y el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones del COP21. Así mismo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía para la planeación y ejecución de las subastas de expansión de generación eléctrica es una acción con un costo de implementación bajo cuya implementación en el corto plazo es considerada de alto impacto para el sector.

Con respecto a la estrategia de movilidad, se destaca la estrategia de priorizar en la movilidad masiva y el Plan Maestro de Transporte Intermodal que es apreciada como de alto impacto en la transformación de la movilidad a través del mercado eléctrico. Se considera que la inclusión de

proyectos de infraestructura férrea en la Misión de Crecimiento Verde tiene un corto tiempo de implementación (menor a cuatro años) y costo bajo de implementación, de acuerdo con las valoraciones dadas por los participantes. También se evidencia que la mayoría de las alternativas brindadas son percibidas como de alto impacto para solucionar los problemas relacionados con la movilidad.

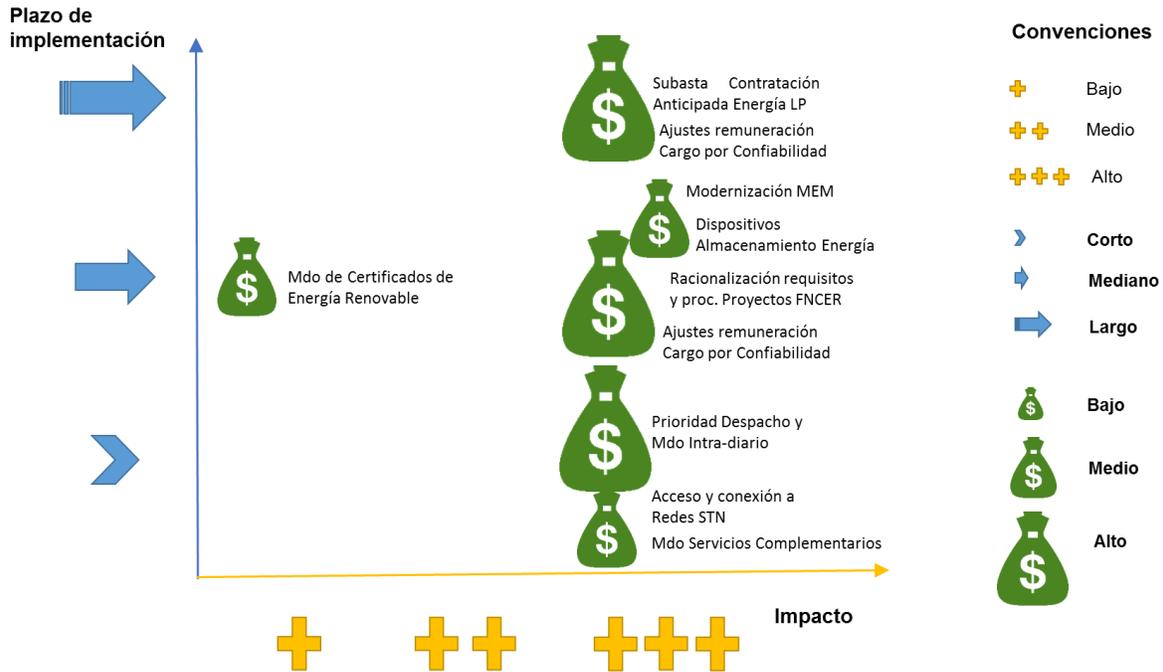
Ilustración 2 Percepción acerca de las estrategias de Movilidad.



Fuente: Elaboración Propia – Enersinc a partir de las encuestas del Taller.

En relación con la estrategia de FNCER, se destacan las estrategias de fomento a la integración del FNCER al mercado de energía y los productos y tecnologías de apoyo a las FNCER. Se supone que la reglamentación de acceso y conexión a las redes de transmisión nacional y el mercado de servicios complementarios tienen un corto tiempo de implementación (menor a cuatro años) y costo bajo de implementación, según las percepciones de los participantes. También, la modernización del mercado de energía mayorista y los dispositivos de almacenamiento de energía son acciones con un costo de implementación bajo cuya implementación en el mediano plazo consideradas de alto impacto para el sector.

Ilustración 3 Percepción acerca de las estrategias de FNCER.



Fuente: Elaboración Propia – Enersinc a partir de las encuestas del Taller.

Frente a la estrategia de gestión de la energía, se destaca la estrategia de la demanda eficiente y moderna la cual es vista como de alto impacto en la transformación del mercado eléctrico. Se observa que las acciones relacionadas con el acceso eficaz a incentivos, las compras públicas eficientes y la financiación y esquemas de negocio tienen un corto tiempo de implementación (menor a cuatro años) y costo bajo de implementación, según las valoraciones dadas por los participantes. Igualmente, la mayoría de las alternativas propuestas son percibidas como de alto impacto.

Ilustración 4 Percepción acerca de las estrategias de Gestión de Energía.



Fuente: Elaboración Propia – Enersinc a partir de las encuestas del Taller.

9 Anexo B -Modelo de Simulación

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

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

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

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

Ilustración 3. Desacople de los escenarios



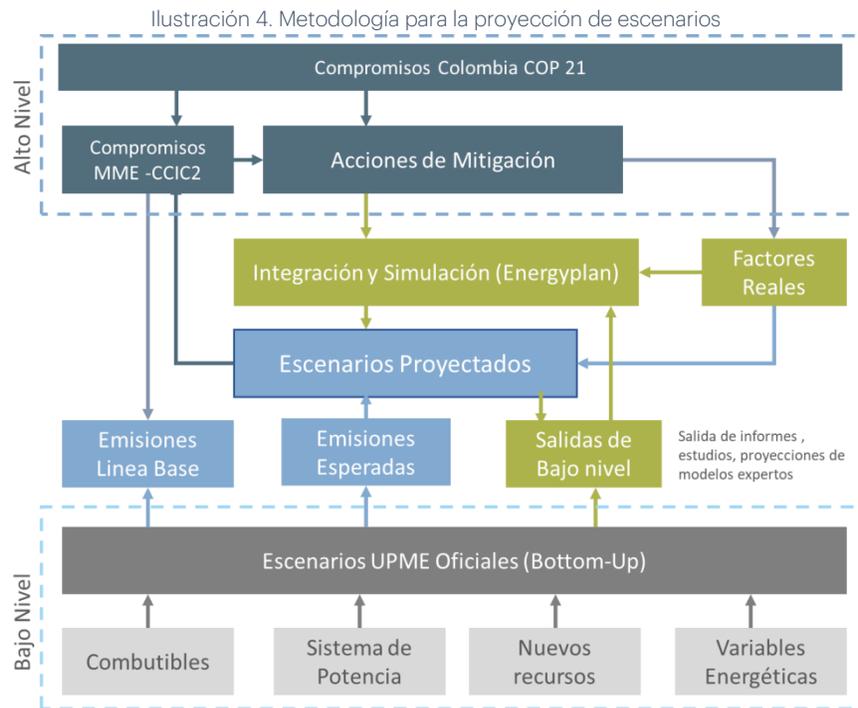
Fuente: Elaboración Propia

Los modelos más comunes para la planeación energética y generación de escenarios usando una metodología Top-Down son Energyplan, LEAP, ENPEP-BALANCE, EMCAS, MARKAL/TIMES y BALMOREL²², entre otros. Dentro de estos modelos, proponemos Energyplan para este estudio, por ser un modelo desarrollado en Dinamarca con licencia de libre uso, y una herramienta especializada en sistemas con alta penetración de FNCER, referenciado en múltiples publicaciones científicas para la evaluación de escenarios de penetración.

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

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

En el siguiente diagrama se explica la estructura de la metodología para la proyección de escenarios de penetración de FNCER y cómo interactúa con las entradas y salidas de alto (visión macro) y bajo nivel (visión micro). También en el diagrama se presenta el flujo desde las salidas de los Escenarios UPME hacia la línea base de emisiones con la que se establecieron los compromisos del Acuerdo de París.



Fuente: Elaboración Propia

²² Estas herramientas pueden ser consideradas tanto Top-Down como Bottom -Up dependiendo de la aplicación ver: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf. Y http://irees.eu/irees-wAssets/docs/publications/journal-reviewed/Herbst-et-al-2012_Introduction-to-Energy-Systems-Modelling_SJES.pdf

9.1 Situación Actual y Escenario “Business as Usual”

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

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

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

9.2 Modelamiento de las tecnologías

En el Modelo de simulación se incorporaron las variables necesarias para representar la penetración de eficiencia energética tanto del lado de la oferta como de la demanda a la canasta energética del país. La mayoría de las variables del lado de la demanda también se utilizaron en la proyección de escenarios de FN CER 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

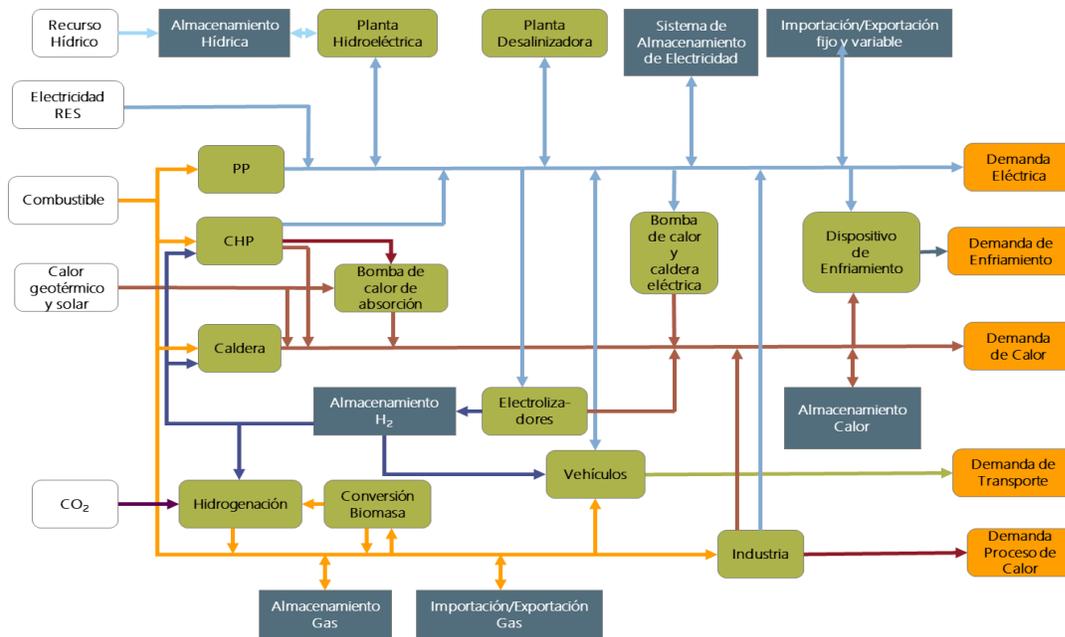
| Variables Incorporadas | Variables Incorporadas |
|---|--|
| Totales de Demanda Eléctrica | Consumo de combustibles fósiles en Transporte |
| Demanda Eléctrica para procesos térmicos Proveniente de electricidad | Consumo de Jet Fuel para transporte |
| Demanda Eléctrica para procesos de Enfriamiento | 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.

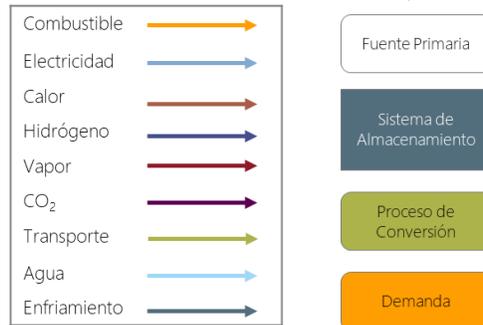
Ilustración 45. Diagrama del Modelo Completo de EnergyPlan con Oferta y demanda



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.

Bibliografía

- Argonne NL. (2012). *Electricity Life-Cycle Analysis*. Chicago, USA.
- Atilgan, B., & Azapagic, A. (2016). An integrated life cycle sustainability assessment of electricity generation in 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: combustion engine vehicle using the appropriate power mix:the Italian case study. *Journal of Life cycle Assessment*, 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_Desarrollo_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 Bicycles*. Retrieved from <https://www.pedegoelectricbikes.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 Electricity 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*. Copenague: Kgs. Lyngby: DTU.
- Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations . *Renewable and sustainable energy reviews*, 555-565.
- 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 par Colombia*. Bogotá.
- UPME-PROURE . (2010). *PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES – PROURE*. Bogotá.
- UPME-SIEL. (2017). *Sistema de información eléctrico colombiano*. Retrieved 08 15, 2017, from <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estad%C3%ADsticasyvariablesdegeneraci%C3%B3n/tabid/115/Default.aspx>

- UPME-Vulnerabilidad CC. (2013). *Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático*. Bogotá.
- Wang, D., Zamel, N., Jiao, K., Zhou, Y., Yu, S., Du, Q., & Yin, Y. (2013). Life cycle analysis of internal combustion engine, electric and fuel cell vehicles for China. *Energy*, 402-412.
- Wooa, J. R., Choi, H., & Ahn, J. (2017). Well-to-wheel analysis of greenhouse gas emissions for electric vehicles based on electricity generation mix: A global perspective. *Transportation Research*, 340-350.

