

**MODELO DE NEGOCIO PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

**Tesis aprobada por el Departamento de Energía de la Universidad de la Costa en
cumplimiento parcial del requisito para la obtención del título académico de Maestría en
Eficiencia Energética y Energía Renovable.**



Presentada por:

Carlos Mario Jiménez Ríos

Ingeniero electricista

Tutor: PhD(c) John William Grimaldo Guerrero

Tutor: PhD(c) Jorge Ivan Silva Ortega

Universidad de la costa

Departamento de Energía

Maestría en Eficiencia Energética y Energía Renovable

Barranquilla

Colombia

2020

Resumen

El plan del gobierno colombiano pretende fortalecer el sector energía eléctrica mediante la implementación de la Infraestructura de Medida Avanzada, la Automatización de la red de distribución, los Recursos distribuidos y los Vehículo Eléctrico; todo esto conllevan a un reto tecnológico y económico, debido a las condiciones actuales de los diferentes municipios colombianos, pocos podrán afrontar. A partir de esta necesidad se propone evaluar un modelo de negocio para incentivar el desarrollo de proyectos de generación distribuidas, mediante el apoyo al operador de red, como un socio estratégico, en las actividades de actualización de red eléctrica e instalación de sistemas de generación con energías renovables. Se tomó como caso de estudio el operador de la red de energía eléctrica del municipio de San Jose de Guaviare, los resultados representan un atractivo para la empresa prestadora del servicio público; porque podrán cumplir las metas propuestas por el gobierno, mejorar sus indicadores y la calidad de prestación de servicio, sin impactar de forma considerable la economía de la población de la zona de influencia.

Palabras Clave: Modelos Energéticos, Comercialización, Energías Renovables, Electricidad

Abstract

The Colombian government's plan aims to strengthen the electric power sector through the implementation of the Advanced Measurement Infrastructure, the Automation of the distribution network, the Distributed Resources and the Electric Vehicles; All this entails a technological and economic challenge, due to the current conditions of the different Colombian municipalities, few will be able to face it. Based on this need, it is proposed to evaluate a business model to encourage the development of distributed generation projects, by supporting the network operator, as a strategic partner, in the activities of updating the electrical network and installation of generation systems with renewable energy. The operator of the electrical power network of the municipality of San José de Guaviare was taken as a case study; the results represent an attraction for the company that provides the public service; because they will be able to meet the goals proposed by the government, improve their indicators and the quality of service provision, without significantly impacting the economy of the population in the area of influence.

Keywords: Energy Models, Marketing, Renewable Energies, Electricity

Agradecimientos

En primera instancia quiero agradecer a Dios todo poderoso, quien me ha bendecido con una vida llena de oportunidades y quien gracias a su infinita sabiduría me ha guiado para aprovechar al máximo cada una de ellas, como en esta ocasión, en la cual me permite sumar un grano de arena en proposición de un modelo de negocio que permita el acceso a diferentes alternativas energéticas, sobre todo a las comunidades más vulnerables.

Agradezco a toda mi familia, mi madre y mi padre quienes me infundieron el carácter y la disciplina que hoy me permiten obtener resultados tangibles, mis hermanos quienes me motivan a crecer constantemente, a mi esposa y mi hija fuentes de mi inspiración, abuelos, tíos y primos de quienes he aprendido el verdadero valor de las cosas.

A mis docentes, en especial a mi Tutor y Cotutor, quienes con su paciencia y debido a su importante experiencia y conocimiento los cuales me han puesto a disposición sin recelo, fueron coautores activos del desarrollo de este modelo.

Por último y no menos importante, a mi compañía, quien puso a entera disposición información y tiempo valioso que hoy permite tener un producto tangible que se pretende replicar en diferentes sectores y regiones de nuestro país.

Dedicatoria

Esta tesis la dedico a mi MADRE y a mi PADRE quienes por razones circunstanciales hoy no están presencialmente a mi lado, pero que siempre soñaron verme convertido en un ser humano integro y dispuesto a los demás.

Se que donde estén estarán muy orgullosos de mí.

A mi hermosa hija de quien siempre espero ser motivo de orgullo y un modelo a seguir.

Contenido

Lista de tablas y Figuras	9
Lista de Acrónimos y Abreviaciones	11
CAPITULO I.....	112
1.1 Introducción	112
1.2 Antecedentes	123
1.3 Planteamiento del problema	156
1.4 Justificación.....	167
1.5 Hipótesis de la investigación.....	178
1.6 Objetivos	178
1.6.1 Objetivo general	178
1.6.2 Objetivos específicos.....	178
1.7 Metodología de la investigación.....	19
CAPITULO II	1920
2.1 Marco institucional y regulatorio del sector eléctrico	1920
2.1.1 Mercado de la energía eléctrica.....	212
2.1.1.1 Power Purchase Agreement (PPA)	222
2.1.2 Sociedad y energía eléctrica	223
2.2 Estrategias sectoriales para el desarrollo energético	244
CAPITULO III	266
3.1 Introducción	266
3.1.1 Sistema eléctrico de potencia de Energuaviare	288

MODELO DE NEGOCIO PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS	7
3.1.1.1 Descripción del sistema de potencia actual.....	299
3.2 Caracterización de los usuarios finales.	299
3.2.1 Usuarios del municipio de San Jose de Guaviare	299
3.2.2 Ingresos de la población colombiana	322
3.2.3 Soluciones energéticas	333
3.3 Estructura técnico-operativa del modelo de negocio	354
3.3.1 Diseño de la red eléctrica	365
3.3.2 Normalización de las redes eléctricas y usuarios	366
3.3.3 Automatización y control operativo mediante la medición	376
3.3.4 Servicios complementarios	376
3.3.5 Implementación y mecanismo de amortización	387
3.4 Evaluación financiera del modelo de negocio.....	388
3.4.1 Actualización tecnológica y normalización de usuarios	398
3.4.2 Integración de parques solares al modelo de negocio	454
CAPITULO IV	49
4 Conclusiones	497
4.1 Implicaciones políticas y económicas	508
4.2 Recomendaciones.....	508
4.3 Investigaciones futuras.....	508
5 Bibliografía.....	¡Error! Marcador no definido.50

Lista de Tablas y Figuras

Tablas

Tabla 1. Antecedentes regulatorios y normativos de la medición inteligente 20

Tabla 2. Fondos del sector energía eléctrica colombiano..... 22

Tabla 3. Esquema de subsidios y contribución en el precio de la electricidad en Colombia..... 23

Tabla 4. Cantidad de usuarios y consumo de acuerdo con la clase de servicio. 30

Tabla 5. Cantidad de usuarios y consumo de acuerdo con el estrato socioeconómico. 30

Tabla 7. Cantidad de usuarios y consumo de acuerdo con el medidor. 31

Tabla 8. Comportamiento de consumo de energía eléctrica según los diferentes indicadores. ... 31

Tabla 9. Propuestas económicas para sistemas de generación fotovoltaicas. 33

Tabla 10. Cuota fija en USD para el retorno de la inversión. 34

Tabla 11. Comportamiento del modelo del negocio durante los 12 años. 39

Tabla 12. Análisis de usuarios y cálculo de mano de obra..... 39

Tabla 13. Resumen CAPEX del Proyecto..... 40

Tabla 14. Resumen OPEX del Proyecto. 40

Tabla 15. Resumen Indicadores Financieros del Proyecto..... 44

Tabla 16. Consideraciones establecidas para un sistema solar de 1MW. 45

Tabla 17. Resumen de los costos asociados a un parque solar de una 1MW..... 46

Tabla 18. Resumen Indicadores Financieros del Proyecto (COP). 46

Tabla 19. Diferencia entre los Indicadores Financieros respecto al Escenario Base (COP)..... 47

Figuras

Figura 1. Organigrama institucional del sector eléctrico. 19

Figura 2. Marco legal y regulatorio de AMI. 20

Figura 3. Ubicación geográfica de San Jose de Guaviare. 26

Figura 4. Fotografía aérea de San Jose de Guaviare. 27

Figura 5. Diagrama unifilar de San Jose de Guaviare. 28

Figura 6. Ingresos económicos de la población colombiana en SMLV. 33

Figura 7. Pronóstico del precio de la energía eléctrica. 41

Figura 8. Pronóstico del comportamiento del balance energético en la red. 42

Figura 9. Simulación de los ingresos. 42

Figura 10. Comportamiento Acumulado Ingresos vs. Costos. 43

Figura 11. Flujos de caja acumulados (COP). 43

Figura 12. Saldo de Caja del Proyecto (COP). 44

Figura 13. Relación Ingresos/Costo Total. 47

Lista de Acrónimos y Abreviaciones

ADA	Automatización de la red de distribución
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
CAPEX	Capital Expenditures
CREG	Comisión Reguladora de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DR	Demand Response
EPC	Engineering, Procurement and Construction
ESCO	Energy Service Company
ESE	Empresa se Servicios Energéticos
FCA	Flujo de Caja para el accionista
FCF	Free Cash Flow o flujo de caja libre
FCP	Flujo de Caja del Préstamo
MME	Ministerio de Minas y Energía
OPEX	Operational Expenditures
OR	Operador de Red
SMLV	Salario Mínimo Legal Vigente
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planificación Minero-Energética
VE	Vehículo Eléctrico
VPN	Valor Presente Neto
ZNI	Zona No Interconectada

CAPITULO I

1.1 Introducción

La energía es un elemento esencial para el desarrollo económico y humano (Embid & Martín, 2013; Salahuddin et al., 2018), llevar este servicio es una prioridad para cualquier nación que desea mejorar el bienestar y progreso de su población (Chen et al., 2019; Kaur & Luthra, 2018); para ello se requiere tener una infraestructura robusta que facilite la integración de las nuevas tecnologías para la generación, transmisión y distribución (Puentes, 2020). El sector eléctrico está integrando las fuentes de energía renovables por medio de las redes inteligentes (*smart grid*) para que puedan interactuar amigablemente con el sistema eléctrico tradicional y lograr una implementación sostenible (Babadi et al., 2018; Shahid, 2018).

Esta labor requiere de las políticas gubernamentales y la participación del sector privado (Hassan et al., 2018; Hvelplund & Djørup, 2017); el gobierno colombiano inicio su ruta con la (*Ley 1715*, 2014), la cual dictamina la regulación para la promoción, integración, desarrollo y utilización de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Buscando lograr participación en zonas no interconectadas (ZNI), reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, generar desarrollo económico sostenible y mejorar la seguridad energética.

Para lograr la interacción, el Ministerio de Minas y Energía (MME) expidió la resolución 40072 donde se estableció los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el servicio público de energía eléctrica; comprometiéndose con metas donde proyecta que para el año 2030, el 95% de los usuarios urbanos y el 50% de los usuarios de centros poblados y rurales deben estar incluidos en la implementación de la infraestructura de medición avanzada (MME, 2018), y manteniendo la promoción de la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

Los impactos ambientales vinculados al desarrollo energético generan implicaciones ambientales principalmente asociados a la generación de emisiones contaminante como es el CO_2 (Belaïd & Zrelli, 2019), sociales como la equidad social (Grover & Daniels, 2017) y el acceso universal a los

servicios energéticos (Łapniewska, 2019), y económicos debido al poder adquisitivo y la oportunidad de negocio para los inversionistas privados (Lekavičius et al., 2019). Al integrar las tecnologías de energías renovables y eficiencia energética repercuten positivamente a los impactos ambientales (Belaïd & Zrelli, 2019), pero lograr que exista una viabilidad económica y acceso a la red para los usuarios menos favorecidos es el mayor reto para esta transición (Grover & Daniels, 2017; Łapniewska, 2019).

Desarrollar modelos de negocios que permitan solventar estas brechas son clave para el desarrollo sostenible y la consecución de los objetivos gubernamentales (França et al., 2017; Shomali & Pinkse, 2016); para ello se propone un modelo de negocio que busca brindar una solución a los operadores de red que permita alcanzar las metas trazadas por el gobierno nacional, se utiliza como caso de estudio el operador de red (OR) local en la región del Guaviare y la infraestructura de la ciudad San Jose del Guaviare. El alcance del modelo que contempla dos de las cuatro tecnologías que se tiene para impactar en los objetivos estratégicos de Colombia, a saber, *Infraestructura de Medida Avanzada (AMI)*, *Automatización de la red de distribución (ADA)*, *Recursos distribuidos (DER)* y *Vehículo Eléctrico (VE)* (UPME, 2016). El modelo permitirá mejorar el indicador de pérdidas que mantiene actualmente, los usuarios finales accederán a la prestación de servicio con mayor confiabilidad, habrá integración de las tecnologías AMI y DER, sin afectar los modelos económicos establecidos por los operadores de red.

1.2 Antecedentes

Las energías renovables son las fuentes de energía naturales que poseen un ciclo de regeneración corto y que poseen un bajo o nulo impacto en el medio ambiente (Educarchile, 2017); estas están clasificadas en energía solar térmica activa y pasiva, solar fotovoltaica, eólica, de la biomasa, geotérmica, entre otras. La integración de estas fuentes ha permitido aumentar la gama de oferta de generación (Fernández, 2017; Puentes, 2020), pero su participación siempre ha dependido de factores económicos ligados íntimamente de los aspectos jurídicos (Hvelplund & Djørup, 2017),

siendo los modelos de negocio los puntos de inflexión para la aprobación de los proyectos (Gabriel & Kirkwood, 2016).

Un modelo de negocio define la estructura y da la claridad de las interacciones establecidas por dos o más agentes, para buscar un beneficio mutuo (Geissdoerfer et al., 2018; Massa et al., 2017; Schaltegger et al., 2016). El sector energía eléctrica no es la excepción, y proponer estos modelos permitirá dinamizar y aumentar el desarrollo de los diferentes sectores y subsectores del mercado (Massa et al., 2017). Los autores establecen los siguientes conceptos acerca de los modelos de negocios:

- ✓ Un modelo de negocio describe una estructura del producto, el servicio y los flujos de información; incluyendo una descripción de los diversos actores de la empresa y sus funciones (Geissdoerfer et al., 2016).
- ✓ Un modelo de negocio describe el contenido, la estructura y la gestión transaccional, diseñadas con el fin de crear valor a través de la explotación de oportunidades de negocio (Abdelkafi & Täuscher, 2016).
- ✓ Los modelos de negocio son en fondo, la historia que explica el funcionamiento de las empresas (Wells, 2013).
- ✓ El modelo de negocio debe proporcionar un marco coherente de características tecnológicas y potencialidades como entradas, y las convierte a través de clientes y mercados en resultados económicos (Boons & Lüdeke-Freund, 2013).
- ✓ Cada modelo de negocio tiene su propia lógica de desarrollo y es coherente con los recursos necesarios, las relaciones con los clientes y proveedores, el conjunto de competencias de la empresa, su modo de financiación y su estructura accionarial (Upward & Jones, 2016).
- ✓ El modelo de negocio define un conjunto de expectativas acerca de cómo la empresa va a tener éxito en su entorno (Schaltegger et al., 2016).

De los conceptos mencionados, se presenta elementos como las relaciones entre agentes involucrados, el beneficio colectivo, éxito y consecución de los objetivos de la empresa,

identificación de los recursos y la claridad de la oportunidad de negocio (Evans et al., 2017). El trabajo realizado por (Hamwi & Lizarralde, 2017) categoriza a los modelos de negocio en las energías renovables como:

- ❖ Modelos de Negocios Centrados en Productos de Propiedad del Cliente (*Customer-owned product centered business models*) donde el consumidor final se convierte en un prosumidor (consumidor y productor).
- ❖ Modelo de Administración de la Demanda Media de Consumo Propio del Cliente (*Customer-owned demand side management means*) donde el propósito es reducir el consumo del consumidor mediante el incremento de la eficiencia, cambiar hábitos de consumo de las horas pico, también denominado *Demand Response* (DR).
- ❖ Modelos de negocio de la comunidad energética (*Energy Community business models*) donde se ofrece el servicio de energía y el sistema es administrado por un miembro de la comunidad o un tercero, su objetivo es controlar y administrar la demanda de la electricidad y la microrred, brindando un suministro confiable.
- ❖ Modelo de Negocio Centrado en Servicios de Terceros (*Third-party service centered business models*) donde se provee un servicio y convierte a la compañía en una prestadora de servicios.

De este se desprenden modelos como:

- *Third-party for renewable energy technologies*, en el cual se ofrece servicios de financiación, instalación y mantenimiento del sistema de energía renovable donde está ubicado el consumidor.
- *Third-party for demand response*, en el cual se ofrece reducir el costo de la electricidad y vender flexibilidad de la carga.
- *Third-party for energy efficiency*, en el cual se ofrece el servicio de eficiencia energética bajo la premisa de reducir el consumo de energía.

A partir de este último se desarrolla el Modelo ESE (Empresa de Servicios Energéticos) o ESCO (*Energy Service Company*), el cual ofrece el servicio de reducir el gasto en energía y reducir las

emisiones de CO_2 ; esto brinda el abanico de servicio para realizar identificación de oportunidades de ahorro, estudio de alternativas tecnológicas, evaluación de propuestas y soluciones, desarrollo de proyectos, la administración/operación/mantenimiento de equipos, entre otros. La principal ventaja es la inversión baja o nula del cliente, debido a que la empresa prestadora se encarga de todo el proyecto y sus ingresos dependerán de la eficiencia y ahorros generados (M. Hannon, 2012; M. J. Hannon & Bolton, 2015; Suhonen & Okkonen, 2013).

Este tipo de modelo contiene componentes vitales para lograr el objetivo de la investigación, diseñar un modelo que permita incentivar los proyectos de generación distribuida en el sector residencial de la ciudad de San Jose del Guaviare considerando medición inteligente.

1.3 Planteamiento del problema

Colombia fijo compromisos para el año 2030 para la implementación de la infraestructura de medición avanzada AMI (UPME, 2016), con la (*Ley 1715*, 2014) promueve la instalación y uso de los sistemas de generación con energías renovables y la opción de tener generación distribuida, esto abre las posibilidades para integración de nuevas tecnologías; pero a su vez crea el reto de la reconversión tecnológica en la infraestructura existente.

Las condiciones y las garantías para realizar estos cambios son complejas por la inestabilidad e inexistencia de las regulaciones, siendo una barrera para el cumplimiento de estos compromisos (Hassan et al., 2018). La remuneración en el retorno de la inversión, el grado de responsabilidad de los actores implicados y la situación financiera de las compañías del sector de distribución, presentan un panorama poco alentador; sectores de la población con dificultades económicas y con desconocimiento del funcionamiento del servicio, lo cual generara un trabajo adicional para inhibir los impactos sociales (Grover & Daniels, 2017; Łapniewska, 2019).

Estos factores nos llevan a desarrollar investigaciones sobre acciones o mecanismos para mitigar el desconocimiento, generar garantías, incentivar la inversión y generar desarrollo en las poblaciones, principalmente en las poblaciones vulnerables; es aquí donde se propone una

investigación que permita colaborar en el cumplimiento de los compromisos gubernamentales, sin afectar a los agentes involucrados como los operadores de red y usuarios.

Se plantea la siguiente pregunta problema: *¿Qué características debe tener un modelo de negocio que incentive la inclusión de generación distribuida y medición inteligente para generar el desarrollo propuesto por el gobierno nacional?*

1.4 Justificación

En la actualidad existen poblaciones que viven sin electricidad, y una mayor cantidad con un suministro insuficiente o poco confiable (Muñoz et al., 2017; SSPD, 2017); para cubrir sus necesidades energéticas deben utilizar otros energéticos como diesel, leña o biomasa para cocinar, generar calefacción e iluminación, generando impactos en el ambiente y en la salud por la quema (Hernandez et al., 2015; Ruiz & Rodríguez-Padilla, 2006; Velásquez, 2015). El desarrollo de proyectos que permitan la integración de las energías renovables y generen eficiencia en los sistemas de transporte son clave para la ampliación del servicio de la energía eléctrica y cerrar la brecha de la pobreza energética (Kaygusuz, 2011; Lee & Shepley, 2020).

Solventar la demanda energética, específicamente la energía eléctrica, abre la posibilidad de incentivar inversiones, desarrollar investigación e innovación; permitiendo la creación de empleo, desarrollo de nuevas industrias y fortalecer la economía (Xu et al., 2019). El acceso universal a la energía eléctrica a un nivel asequible, confiable y sostenible es esencial para lograr un Desarrollo Sostenible y constituye un eje para hacer frente al cambio climático (Bugaje, 2006; Kooijman-van Dijk & Clancy, 2010).

Colombia está desarrollando un plan para implementar las energías renovables y las redes inteligentes, las leyes actuales son abiertas y no existe claridad de cómo debe ser realmente la participación e integración de estas tecnologías, así mismo no se cuentan con modelos técnicos-económicos que permitan la evaluación de estas migraciones (MME, 2018). Estas reglamentaciones

van de la mano con el crecimiento poblacional, el avance tecnológico y la conciencia humana, por tanto, surgen retos metodológicos para la relación cliente-comercializador.

Desarrollar investigaciones que permitan dar claridad a esta transición, ayudara la integración de la generación distribuida, desarrollar la actualización tecnológica, facilitar la interacción/relación entre el comercializador y los usuarios, y cumplir con los requerimientos pactados por el gobierno para la implementación de la infraestructura AMI. Se propone desarrollar un modelo de negocio que permita promover el uso racional de la energía, incentivar la cultura de pago las obligaciones en referencia al servicio, reducir la cartera morosa, y dar una opción al comercializador para realizar inversiones en pro de mejorar el índice de satisfacción en la calidad de la prestación de la energía por medio de la integración de la generación distribuida y la medición inteligente.

1.5 Hipótesis de la investigación

“Un modelo de negocio puede incentivar el desarrollo de proyectos de generación distribuida y medición inteligente”

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo general

Diseñar un modelo de negocio que incentive proyectos de generación distribuida en el sector residencial de la ciudad de San Jose del Guaviare considerando medición inteligente.

1.6.2 Objetivos específicos

- ✓ Caracterizar las necesidades y requerimientos específicos de los usuarios finales del sector residencial de la ciudad de San Jose del Guaviare.
- ✓ Proponer una estructura técnico-operativa donde se definan los recursos y servicios para la conexión a red de los sistemas de generación.
- ✓ Evaluar la viabilidad y rentabilidad financiera del modelo de negocio.

1.7 Metodología de la investigación

El presente trabajo de investigación es de tipo propositivo ya que presenta una propuesta de modelo de negocios que busca la generación de beneficios para tres actores (Inversionista - Empresa prestadora del servicio - Usuario), esta investigación se desarrolla en 3 etapas que guardan coherencia con los objetivos específicos del proyecto y agrupan una serie de actividades puntuales. Es importante resaltar que el estudio implicó la recopilación de información documental a partir de diferentes fuentes bibliográficas, así como la información de los procesos realizados por el operador de red Energuaviare S.A.E.S.P.

En la primera etapa se caracterizará los requerimientos específicos de los usuarios finales del sector residencial de la ciudad de San Jose del Guaviare, para ello se realiza la caracterización de la población objetivo, comportamiento de la demanda, diagrama unifilar de la infraestructura eléctrica instalada, identificar los elementos clave para proponer el modelo y la regulación vigente que aplicaría para este tipo de proyecto. A partir de una revisión del estado del arte, se identificarán estrategias propuestas para el diseño de modelos de negocio, políticas y estrategias sectoriales o gubernamentales para el desarrollo del sector eléctrico.

En la segunda etapa se propone una estructura técnico-operativa, donde se definen los recursos y servicios para la conexión a red de los sistemas de generación y la infraestructura AMI, para luego establecer el alcance del modelo de negocio, el esquema tarifario y la recuperación de la inversión. Así mismo se identifican el estado de los activos eléctricos y se determinan el nivel o urgencia de reemplazo y poder evaluar el impacto en los indicadores de calidad y confiabilidad del servicio.

Finalmente, en la tercera etapa se realiza un análisis financiero de la viabilidad y rentabilidad debido a la implementación del modelo de negocio según el alcance definido, la reconversión tecnológica seleccionada y la integración de la infraestructura AMI y de los sistemas de generación distribuida; y se evalúa el impacto del modelo propuesto en los tres actores participantes, usuarios, operador de red y empresa oferente. Por último, se realiza la descripción del contrato entre el operador de red y el capitalista.

CAPITULO II

2.1 Marco institucional y regulatorio del sector eléctrico

El Estado colombiano es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, y de la preservación y manejo de los recursos naturales renovables (*Decreto 2811, 1974*), para ello encarga entidades para el correcto desarrollo y aprovechamiento. En la figura 01 se presenta un organigrama de las entidades involucradas en el sector eléctrico colombiano.

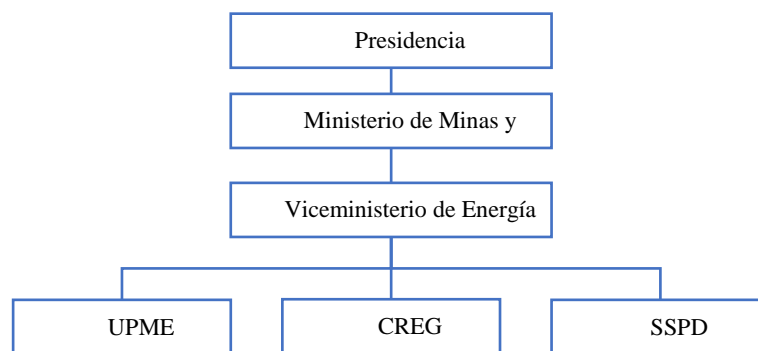


Figura 1. Organigrama institucional del sector eléctrico.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) es la entidad responsable de administrar los recursos naturales no renovables, garantizar la seguridad energética, y garantizar la seguridad energética; para ello encarga a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en los procesos de planeación, formulación y coordinación del sector minero-energético, la Comisión de regulación de energía y Gas (CREG) en la formulación de normas técnico-legales para regular y normalizar metodologías y practicas debido a la implementación de tecnologías en el sector, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en la inspección, vigilancia y control sobre las entidades y empresas prestadoras del servicio de la energía eléctrica. La tabla 1 presenta los antecedentes normativos en orden cronológico de la tecnología AMI, los cuales han permitido la integración y los planes de masificación de esta tecnología.

Tabla 1.

Antecedentes regulatorios y normativos de la medición inteligente.

Norma	Comentario
Ley 142 de 1994	Capitulo IV. Art. 144-145: Instrumentos de medición del consumo.
CREG 025 de 1995	Código de operación de redes.
NTC 2288	Requisitos particulares. Medidores electromecánicos de energía activa
NTC 5226	Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo
NTC 4052	Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa
NTC 4440	Intercambio de datos para la lectura de medidores, tarifa y control de carga.
CREG 106	Procedimientos y requisitos de conexión.
NTC 5019	Selección de componentes del sistema de medición de energía eléctrica.
NTC 4856	Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica.
CREG 38 de 2014	Modificación del Código de Medida.
NTC 6079	Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica.
RETIE	Actualización para la inclusión de sistemas fotovoltaicos.
SIC	Reglamento metrológico medidores Energía Eléctrica
CREG 077 de 2018	Retos AMI
Acuerdo 1043 de 2018	Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas, y entre este último y el ASIC.
NTC 6079	Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica.

Fuente: Diseño propio.

Estas normas han permitido el crecimiento de los proyectos de medición y que debido a la integración de nuevas tecnologías y necesidades han sido actualizadas para crear la base del marco regulatorio de AMI, este marco es presentado en la figura 2.

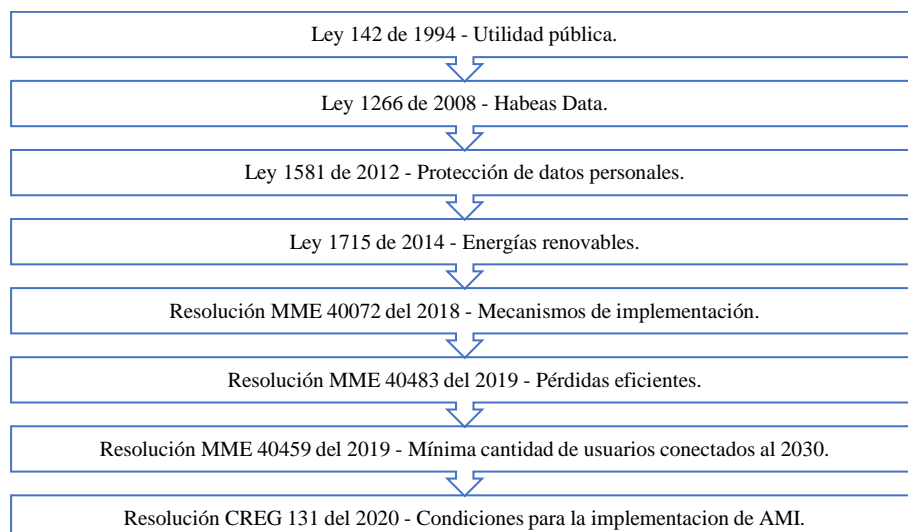


Figura 2. Marco legal y regulatorio de AMI.

Fuente: Diseño propio.

La integración de la tecnología AMI generará confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica y por tanto es un beneficio o un interés colectivo (Téllez Gutiérrez et al., 2018), pero el crecimiento de las redes inteligentes requiere el seguimiento y la información sobre el comportamiento de uso de las redes por parte de los usuarios, una información personal y sensible. A partir de la (*Ley 1715*, 2014) se implementan resoluciones para alcanzar los objetivos trazados (UPME, 2016), para la tecnología AMI se busca facilitar la implementación, generar confiabilidad y seguridad, tener pérdidas eficientes y maximizar el número de usuarios.

Para lograr una implementación eficiente se requiere inversión en los diferentes sectores de la cadena del mercado de energía eléctrica; focalizando esfuerzos en las redes de distribución y en los usuarios residenciales, para reducir pérdidas energéticas, disminuir costos administración de la red, mejorar la calidad del servicio, facilitar la autogeneración, y optimizar las inversiones y el uso de la red (Bahmanyar et al., 2016; Giaconi et al., 2018).

2.1.1 Mercado de la energía eléctrica

El mercado eléctrico es de libre competencia, y por medio de la Ley 143 de 1994 se estableció la separación, excepciones y límites de participación de los agentes en las actividades del sector (Flórez et al., 2016). Para la compra y venta de energía eléctrica el mercado está dividido en mercado mayorista, en el cual se hacen las transacciones de grandes bloques de energía entre los generadores y comercializadores o usuarios no regulados, lo que permite obtener precios eficientes, y en el mercado minorista que conlleva la compra de electricidad en el mercado mayorista para ser vendida a usuarios finales con los cargos de medición y facturación (Pérez Arango, 2018).

La energía eléctrica puede ser transada mediante contratos bilaterales y la bolsa de energía, el primero permite una negociación libre entre los interesados a largo plazo, mientras que la bolsa de energía es una participación obligatoria, de corto plazo y con reglas explícitas. Para facilitar el dinamismo del mercado y el crecimiento de las instalaciones de energías renovables se proponen los

Power Purchase Agreement (PPA) para poder asegurar las ventas de energía a largo plazo (López et al., 2020; Olaya et al., 2016).

2.1.1.1 Power Purchase Agreement (PPA)

Un PPA es un acuerdo de compraventa de energía limpia a largo plazo, donde se establece las condiciones del activo, el precio de la electricidad, términos de pago y la duración de la prestación del servicio; al establecer y asegurar un precio de venta durante un largo periodo se garantiza la estabilidad en los ingresos, facilitando la viabilidad técnica y económica, entregar garantías de operación y obtener contribuciones a los impactos ambientales por la construcción de nuevas instalaciones renovables. Los PPA son clasificados según las condiciones de entrega, a saber:

- *Un PPA Onsite*, es un contrato donde la instalación eléctrica de generación está ubicada en la propiedad instalaciones del cliente y conectada a su red interior. Cuando *el PPA Onsite* finaliza (8 a 15 años), la instalación y la energía generada pasa a ser propiedad del cliente.
- *Un PPA Offsite*, es un contrato donde se asocia a un parque de generación conectado a la red de transporte o distribución del país para llevar la energía desde su punto de origen al de consumo.

2.1.2 Sociedad y energía eléctrica

Colombia estableció el cobro de rubros para la inversión y mejoramiento del sector eléctrico en el precio de la energía eléctrica. En la tabla 2 se presentan los fondos de eléctricos para la expansión y el mejoramiento del servicio de la energía eléctrica.

Tabla 2.

Fondos del sector energía eléctrica colombiano.

Fondo	Sigla	Creación	Ingreso
Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas	FAER	Artículo 105 de la Ley 788 de 2002	\$2,10 por cada kWh despachado en Bolsa de Energía Mayorista ajustado con IPP.

Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas No Interconectadas	FAZNI	Artículo 81 al 83 Ley 633 de 2000	Ley 1099 de 2006. Artículo 1. \$ 1,90 por cada kWh despachado en Bolsa de Energía Mayorista ajustado con IPP.
Fondo de Energía No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía	FENOGE	Artículo 10 de la Ley 1715 de 2014	\$0,40 por cada kWh despachado en Bolsa de Energía Mayorista ajustado con IPP.
Fondo de Energía Social	FOES	Artículo 118 de la Ley 812 de 2003	80% de las rentas de congestión por exportación de energía. Subsidia hasta \$ 92 por kWh a los usuarios de estrato 1 y 2 de áreas rurales de menor de desarrollo, zonas de difícil gestión y barrios subnormales
Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos	FSSRI	Ley 142 de 1994 y Ley 286 de 1996	Presupuesto General de la Nación. Sus ingresos provienen del superávit de las contribuciones de solidaridad para subsidios que liquiden las empresas prestadoras de los servicios públicos de energía y gas
Programa de Normalización de Redes Eléctricas	PRONE	Ley 1117 de 2006	20% de los recursos recaudados por el FAER. Artículo 1 Ley 1117 de 2006 y Artículo 68 de la Ley 1151 de 2007 (\$1,90 por kWh transportado)

Fuente: Diseño propio.

Estos fondos han permitido el crecimiento de la infraestructura eléctrica, llevar el servicio a zonas aisladas y prestar el servicio a una tarifa equitativa a los usuarios de bajos recursos; pero requiere un gran esfuerzo contributivo, que dificulta el ingreso de nuevos mecanismos para el fomento de las nuevas tecnologías como el Feed-in-Tariff (FiT) aplicados en países como Alemania, España, Austria, Francia, Portugal, entre otros (Montoya, 2018).

Para contribuir en pago del servicio de la energía eléctrica, Colombia estableció un sistema de subsidios en función de la estratificación socioeconómica (DANE, 2020). En la tabla 3 se presenta la relación de subsidio de acuerdo con el estrato socioeconómico.

Tabla 3.

Esquema de subsidios y contribución en el precio de la electricidad en Colombia.

Estrato	% de Subsidio o de Contribución	Formula
Estrato 1	Subsidio hasta del 60%	$Ct (\$/kWh) = CU (\$/kWh) - Subsidio$
Estrato 2	Subsidio hasta del 50%	
Estrato 3	Subsidio hasta del 15%	
Estrato 4	No recibe subsidio, ni contribuye.	$Ct (\$/kWh) = CU (\$/kWh)$
Estrato 5	Paga una contribución del 20%	$Ct (\$/kWh) = CU (\$/kWh) - Contribución$
Estrato 6	Paga una contribución del 20%	
Institucional	No recibe subsidio, ni contribuye.	$Ct = CU (\$/kWh)$

Comercial	Paga una contribución del 20%	$Ct (\$/kWh) = CU (\$/kWh) + Contribución$
Industrial	Paga una contribución del 20%, existen excepciones.	$Ct (\$/kWh) = CU (\$/kWh) + Contribución$

Fuente: (CELSIA, 2020; ESSA, 2020)

Mediante el (*Decreto 4955*, 2011) se exoneró del pago de la contribución de solidaridad al sector industrial con actividades descritas en la (*Resolución 00432*, 2008) desde la actividad 011 hasta la 456, disminuyendo la contribución para poder conservar los subsidios a los estratos 1, 2 y 3.

Colombia es un país que cuenta con pisos térmicos, por medio de la (*Resolución 355*, 2004) se determinó la cantidad de energía subsidiada; para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar reciben 173 kWh, y alturas superiores a los 1.000 reciben 130 kWh.

2.2 Estrategias sectoriales para el desarrollo energético

El gobierno nacional impulsa un plan de desarrollo del sector minero energético (UPME, 2015), en el cual se exponen los objetivos *Contar con una infraestructura de redes de transmisión adecuada* y *Viabilizar la generación distribuida y local a pequeña escala*; adicionalmente incentiva la normalidad y calidad en los servicios, incrementar la cobertura, y los planes de energización rural.

Por otra parte, el Departamento Nacional de Planeación en (DNP, 2019) propone:

- ✓ Modernizar los mercados de energía mediante la digitalización de datos utilizando la tecnología AMI, la integración de generación distribuida y la gestión eficiente de los recursos energéticos.
- ✓ Mejorar la regulación y vigilancia de los mercados de energía mediante la modernización institucional y regulatoria.
- ✓ Promocionar la libre competencia mediante los contratos anónimos y plataforma transaccional de gas, la eliminación de barreras en las transacciones.
- ✓ Cerrar brechas y focalizar subsidios mediante la articulación y reingeniería en la ampliación de cobertura, y la focalización en la asignación de subsidios.

- ✓ Promover las nuevas tendencias energéticas como la planificación energética diversificada, implementación de nuevas tecnologías y cierre de brechas en los marcos regulatorios en los nuevos proyectos.
- ✓ Consolidar la cadena energética mediante el aseguramiento del sector hidrocarburo.
- ✓ Aprovechar los mercados energéticos internacionales mediante las infraestructuras de conexión para los sectores energía e hidrocarburos.

De acuerdo con lo propuesto, para el sector energía eléctrica propone los retos en la diversificación en la generación, ampliación de la cobertura y mejoramiento de la calidad de energía eléctrica.

CAPITULO III

3.1 Introducción

La Figura 3 y 4 presenta la localización geográfica del municipio de San José del Guaviare, capital del departamento de Guaviare. Fundado en 1960, debido a las actividades colonizadoras de la región selvática; para 1976 recibió el estatus de municipio y tuvo un crecimiento demográfico.



Figura 3. Ubicación geográfica de San Jose de Guaviare Fuente: (IGAC, 2021)

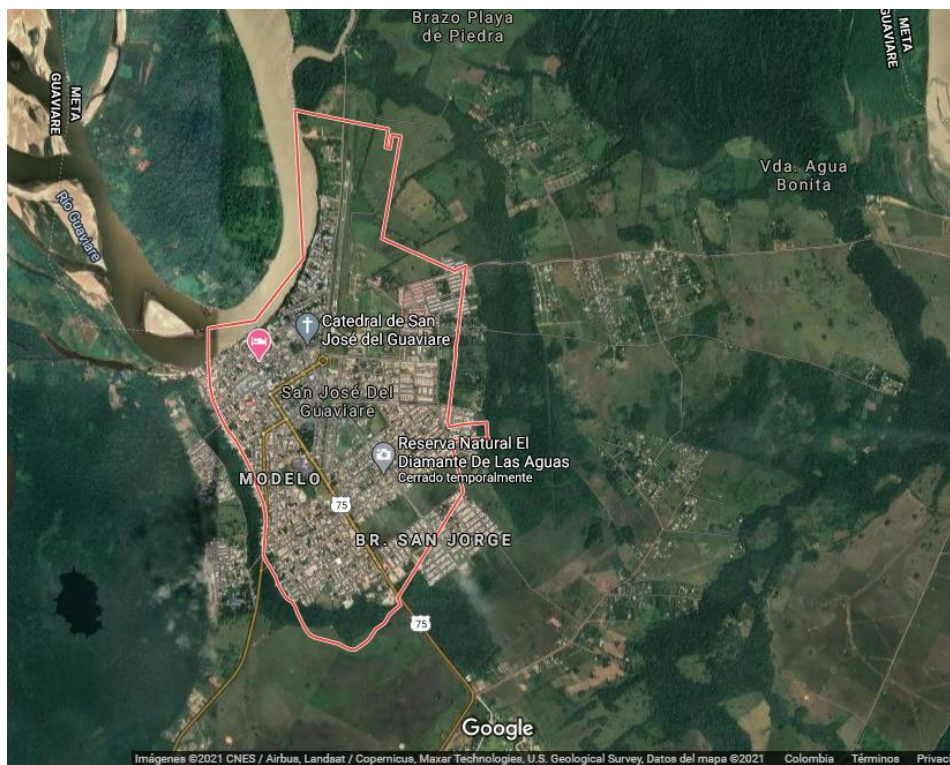


Figura 4. Fotografía aérea de San Jose de Guaviare. **Fuente:** (Google Maps, 2021)

La cabecera municipal está a 175 metros sobre el nivel del mar, su terreno es principalmente plano, es regado por varios cursos de agua, entre ellos los ríos Guaviare y Guayabero; que a su vez sirven para comunicarse con las poblaciones cercanas, mientras que el río Inírida delimita el sudeste del municipio. La mayoría territorio está constituido por selvas húmedas tropicales y bosques de galería, y la parte norte se hallan sabanas naturales, existen terrenos intervenidos donde los bosques han sido substituidos por diversos cultivos o por pastos.

El departamento de Guaviare fue marcado por la violencia y los cultivos ilícitos en Colombia, gracias a los esfuerzos del gobierno sus habitantes han fortalecido las actividades agrícolas, pecuarias y pesqueras. Dentro de los productos agrícolas se encuentran plátano, yuca, cacao, caña miel y caucho, y productos como artesanales como escobas y cepillos fabricados con fibra de palma de chiquichiqui y artesanías elaboradas por los indígenas Nukak.

3.1.1 Sistema eléctrico de potencia de Energuaviare

El sistema de San Jose de Guaviare opera un sistema radial, la figura 5 presenta el unifilar del sistema eléctrico de potencia, es decir cuenta tan solo con una fuente de alimentación a través de una línea de transmisión a nivel de tensión IV (115kV), constituida en su mayor parte por postes de 15 metros de concreto. Estos atraviesan extensas sabanas, zonas de humedales, espesa vegetación, y está expuesta a factores climáticos críticos en descargas atmosféricas y vendavales. Tiene una longitud de 187 km desde la subestación de Granada (Meta) hasta la subestación de San José (Guaviare). Para mayor calidad del unifilar ver anexo 01.

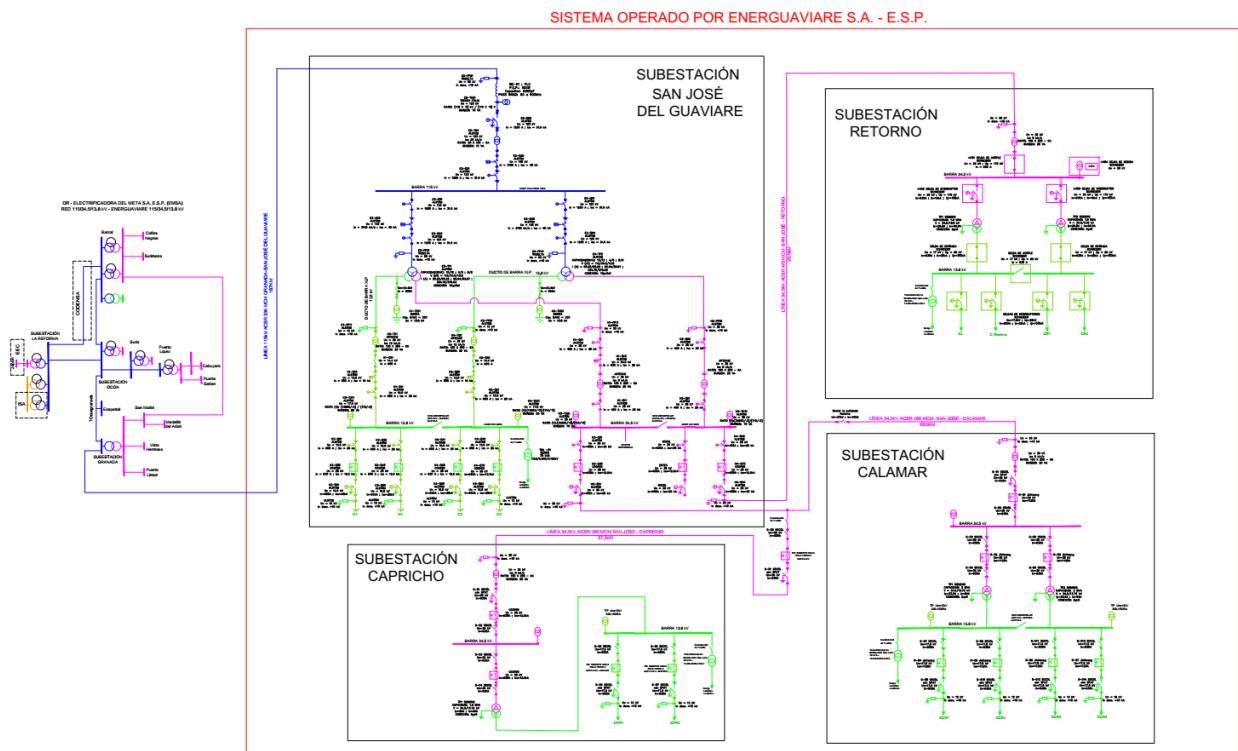


Figura 5. Diagrama unifilar de San Jose de Guaviare. *Fuente:* Diseño propio

La subestación San José cuenta con un centro de operación y maniobras; con dos transformadores de potencia tridevanados, cada uno con capacidad de 12 MVA; los cuales suministran el servicio de energía eléctrica a cuatro (4) circuitos a nivel de tensión II, y dos circuitos a nivel de tensión III, estos últimos alimentan las subestaciones de El Retorno, Calamar y próximamente la subestación El Capricho; así mismo, estas subestaciones alimentan tres (3), cuatro

(4), y dos (2), circuitos a nivel de tensión II respectivamente. La disponibilidad total de carga para ofrecer es de 24 MVA.

3.1.1.1 Descripción del sistema de potencia actual

La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A E.S.P., se encuentra conectada con el sistema interconectado nacional a través de la línea de 115 kV Granada - San José del Guaviare y consta de las siguientes subestaciones.

- ❖ Subestación San José del Guaviare, cuenta con dos transformadores de potencia con capacidad de 10/12 MVA, con relación de transformación 115 kV/34,5 kV/13,8kV, dos líneas de salida a 34.5 kV, protegidas mediante reconectadores y que alimentan las subestaciones El Retorno y Calamar, esta última no está en servicio y está finalizando construcción.
- ❖ Subestación El Retorno, tiene instalado dos transformadores de potencia de 1,6 MVA, con relación de transformación de 34,5 kV/13,8kV, con dos barrajes a 13,8 kV con celda de acople entre barras y cuatro circuitos a 13.28 kV protegidos a través de celdas tipo interior.
- ❖ Subestación Calamar, esta subestación cuenta con 2 transformadores de potencia de 2 MVA 34.5 kV/13.8 kV y cuatro circuitos de salida a 13.8 kV.

3.2 Caracterización de los usuarios finales.

En este apartado se presenta una caracterización de la población, quienes son los usuarios finales del servicio de energía eléctrica; esto permitirá construir un contexto para la creación de un escenario base y la modelación de supuestos.

3.2.1 Usuarios del municipio de San Jose de Guaviare

De acuerdo con la base de datos de los usuarios de Energuaviare S.A.E.S.P., se procede a tabular según los indicadores presentados. Las tablas presentan en la primera columna el indicador, en la segunda la cantidad de usuarios, en la tercera columna el porcentaje de usuarios, en la cuarta la

energía consumida en el periodo entregado por Energuaviare y en la quinta columna el porcentaje correspondiente a la cantidad de energía.

En la Tabla 4 se presenta la clase de servicio, en donde el consumo Residencial (57.6%), Comercial (24.5%) y Oficial (15.8%), lo que conforma el 97.9% de todo el consumo.

Tabla 4.

Cantidad de usuarios y consumo de acuerdo con la clase de servicio.

CLASE_SERV	Usuarios	%	Energía kWh	%
Bombeo de agua	10	0,0%	14.206	0,4%
Comercial	2.190	10,1%	791.298	24,5%
Especial	2	0,0%	3	0,0%
Especial Asistencial	5	0,0%	1.130	0,0%
Especial Educativa	8	0,0%	854	0,0%
Industrial Sin Contrib	13	0,1%	18.189	0,6%
Inquilinato	14	0,1%	33.178	1,0%
Oficial OF	331	1,5%	509.018	15,8%
Residencial	19.094	88,1%	1.856.397	57,6%
Total	21.667	100%	3.224.273	100%

Fuente: Diseño propio.

La tabla 5 presenta el estrato socioeconómico de cada usuario, lo cual nos indica que el estrato 2 (65.4%) y el estrato 1 (27.4%) conforman la mayor parte del consumo; y con el estrato 3 (7.1%) conformarían el 99.9% de todo el consumo. Esto indicaría que la mayor parte de la población tendría como beneficio un subsidio, de acuerdo con lo expuesto en la tabla 3.

Tabla 5.

Cantidad de usuarios y consumo de acuerdo con el estrato socioeconómico.

ESTRATO	Usuarios	%	Energía	%
1	11.697	54,0%	884.427	27,4%
2	8.653	39,9%	2.108.168	65,4%
3	1.300	6,0%	228.106	7,1%
4	17	0,1%	3.572	0,1%
Total	21.667	100%	3.224.273	100%

Fuente: Diseño propio.

La tabla 6 presenta la cantidad de usuarios según su ubicación, esto indica que el 93.7% del consumo se presenta en el casco urbano de San Jose de Guaviare.

Inquilinato	1	12	29.865	0,9%	29.865	
Residencial	1	8.487	675.985	21,0%		
Residencial	2	6.031	767.626	23,8%		
Residencial	3	1.299	228.106	7,1%		1.675.289
Residencial	4	17	3.572	0,1%		
Oficial OF	2	300	506.503	15,7%	506.503	
Especial	2	15	1.987	0,1%	1.987	
Comercial	1	3	841	0,0%		774.349
Comercial	2	2.137	773.508	24,0%		
Industrial Sin Contrib	2	12	18.189	0,6%	18.189	

Fuente: Diseño propio.

Los resultados indican que los tres mayores consumos de energía provienen de sector Comercial Urbano (24%), y del sector Residencial Urbano Estrato 2 (23.8%) y Estrato 1 (21%), para un gran total de 68.8%. Mientras que para la zona Rural los usuarios Residenciales Estrato 1 conforman el 5,4% del consumo total de energía; si se considera únicamente los consumos de los usuarios Residenciales, tenemos que 26.4% es Estrato 1 y 24% es Estrato 2, de acuerdo con la tabla 3 tendríamos subsidios de al menos el 50% del precio del kWh para los primeros 173kWh de cada mes en cada uno de los usuarios.

Los resultados indican que el modelo de negocio debe enfocar la zona urbana y en especial a los usuarios residenciales, buscando la normalización de estos; la propuesta sugiere que se debe contemplar los objetivos de la Infraestructura de Medida Avanzada y la Automatización de la Red de distribución, con el fin de facilitar la integración de los sistemas de Generación Distribuida.

3.2.2 Ingresos de la población colombiana

El Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) es el organismo encargado de llevar las estadísticas de Colombia, entre ellas está el ingreso de la población colombiana en Salario Mínimo Legal Vigente (SMLV).

El SMLV en el año 2021 está en \$908.526 COP, para el 30 marzo 2021 la TRM está establecida en 3.730 COP/USD, lo cual representa el SMLV en unos 243,57 USD.

La Figura 4 presenta el comportamiento entre la población y los ingresos económicos dados en SMLV. De acuerdo con lo observado, se puede indicar que menos del 20% de la población

colombiana tiene ingresos inferiores a un (1) SMLV, el 50% de la población colombiana tiene ingresos inferiores a dos (2) SMLV, y solo el 10% tienen ingresos superiores a los siete (7) SMLV.

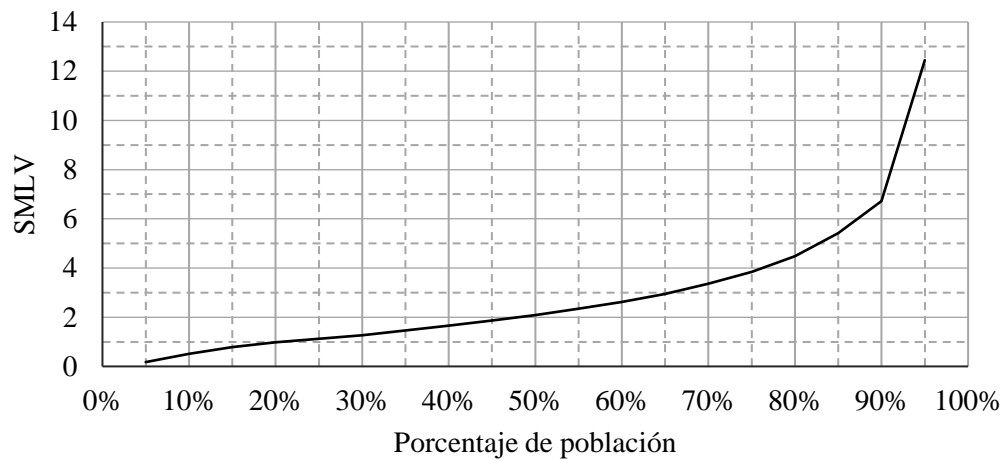


Figura 6. Ingresos económicos de la población colombiana en SMLV. **Fuente:** (DANE, 2020a)

3.2.3 Soluciones energéticas

El boom de las energías renovables ha permitido el crecimiento del sector y la inversión de capital privado en estas alternativas, logrando aumentar la cantidad de empresas que ofrecen estos servicios personalizados para cada cliente. Se solicitaron propuestas económicas a algunas empresas con el fin de establecer un costo promedio de inversión, la Tabla 9 presenta la inversión promedio de acuerdo con los diferentes kits. Cabe resaltar que los materiales varían su precio en dependencia del precio del dólar, debido a que son productos importados.

Tabla 8.

Propuestas económicas para sistemas de generación fotovoltaicas.

Kit	Inversión (USD)	Descripción
01	3.450	Seis paneles solares de 340W Un inversor híbrido de 3000W Materiales e instalación
02	3.980	Tres paneles solares de 340W Un inversor híbrido de 1500W Dos baterías de 180Ah Materiales e instalación
03	4.777	Seis paneles solares de 340W Un inversor híbrido de 3000W Dos baterías de 250Ah Materiales e instalación

04	5.308	Ocho paneles solares de 345W Un inversor híbrido de 2500W Cuatro baterías de 205Ah Materiales e instalación
----	-------	--

Fuente: Diseño propio.

Se evalúa la inversión de cada uno de los kits con una tasa anual equivalente del 25% (Rankia, 2020), para establecer la cuota fija a pagar en plazo que van desde 1 año hasta los 12 años, año en el cual los paneles pierden eficiencia según los fabricantes. La Tabla 10 presenta la simulación de la cuota a pagar a los bancos de acuerdo a la inversión realizada por cada uno de los kits y a diferentes plazos.

Tabla 9.

Cuota fija en USD para el retorno de la inversión.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Kit 01	324	180	133	110	96	88	82	78	75	73	71	70
Kit 02	374	208	153	127	111	101	95	90	86	84	82	80
Kit 03	448	249	184	152	133	122	113	108	104	100	98	96
Kit 04	498	277	204	169	148	135	126	120	115	112	109	107

Fuente: Diseño propio.

De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 10, un hogar que tenga de ingreso un SMLV de 243,57 USD en el mejor escenario, Kit 01 a un plazo de 12 años, representa invertir al menos el 28% de los ingresos; este resultado refleja la inequidad en el acceso de estas tecnologías, si bien se tiene una variada oferta y apoyo gubernamental, la población no podría acceder debido a los costos implicados en la inversión.

Por otro lado, la población del caso estudio es principalmente Estrato 1 y 2, los cuales tienen el derecho al subsidio explicado en la Tabla 3; esto indica que es mejor mantener un consumo de energía eléctrica de la red, que realizar una inversión en los sistemas fotovoltaicos.

Los mecanismos para incentivar el crecimiento de estos proyectos son incentivos tributarios, algo que una persona natural no tendrá un impacto significativo, y solo empresas con un poder adquisitivo alto podrá lograr.

3.3 Estructura técnico-operativa del modelo de negocio

Los cambios en el marco operativo y legal del sector eléctrico iniciaron en el 2010, con la Iniciativa Colombia Inteligente 2030, sentó la base para planificación del sector en torno al uso de las redes inteligentes; y luego con la Ley 1715 donde se estableció directrices como la entrega de excedentes a red, medición bidireccional, y los incentivos tributarios y contables, generaron dinamismos y dio origen al Plan Energético Nacional 2015 y luego en el 2018 con la Resolución MINMINAS 40072, la cual indica que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), tiene un plazo de doce (12) meses para establecer las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y se establece que para el año 2030 la meta de implementación de la tecnología AMI en Usuarios urbanos será del 75% y Usuarios rurales del 50% (MME, 2018).

La visión de Colombia en el 2030 es el logro de la implementación de estrategias que permitan la masificación de las tecnologías de Automatización de la red de distribución, Infraestructura de Medida Avanzada, , los Recursos Distribuidos y los Vehículo Eléctrico (UPME, 2016). El desarrollo de estas tecnologías, tienen una dependencia vital que deben estar unificados en un sistema de control, monitoreo y gestión remoto (Lund & Kempton, 2008); donde la medición partirá de una actualización de la red que pueda dar soporte a la entrada de nuevos actores en la matriz energética y a la movilidad energética para así conectar y propiciar un trabajo armónico.

El gobierno tiene como objetivo la modernización de los mercados de energía, mediante la actualización tecnológica de las redes de distribución e integración de los sistemas de generación distribuida; esto genera una brecha tecnológica y económica para los operadores de red, lo que obliga a una fuerte inversión para el cumplimiento de estos objetivos. Por otro lado, la inversión en sistemas de generación distribuida está ligado al estado tecnológico de la red y los costos de inversión; los incentivos son del tipo tributarios, los cuales no ha logrado generar el impacto deseado.

A partir de este problema se propone diseñar un modelo de negocio que permita cumplir a los operadores de red los requisitos solicitados por el gobierno y a su vez trabajar en la minimización de los costos e impactos ambientales, incrementar la confiabilidad, la resiliencia y la estabilidad del sistema mediante la modernización de la red, ampliación de la cobertura, mejoramiento de la calidad de energía eléctrica y la diversificación en la generación.

Para ello se propone un modelo de negocio que inicie la transición en el recambio tecnológico de las redes de distribución, debido a que es el objetivo del gobierno y la columna para la implementación de las otras tecnologías. Se considera las especificaciones técnicas de San José del Guaviare para realizar el diseño y el presupuesto del proyecto, y brindar servicios adicionales como son la reducción en las pérdidas no técnicas de energía, gestión en la comercialización de energía y generación de energía eléctrica distribuida. A continuación, se presenta las consideraciones tomadas para el modelo de negocio.

3.3.1 Diseño de la red eléctrica

Se propone utilizar el diseño de la red eléctrica de acuerdo con el unifilar presentado en la Figura 8, el cual cumple con la proyección a futuro del municipio y establece mejoras en la calidad del servicio de energía. Se realizarán los recambios en referencia a los elementos del sistema de potencia, actualización de las subestaciones e implementación de los sistemas de medición avanzada, buscando recuperar los costos ocasionados por las pérdidas no técnicas. Esto permitirá mejorar la fiabilidad del servicio por parte del operador de red.

3.3.2 Normalización de las redes eléctricas y usuarios

El proceso de normalización es parte fundamental en este proceso de recuperación en la facturación de la energía eléctrica, permitiendo brindar el servicio con mayor calidad a usuarios ubicados en zonas de difícil acceso o distantes a la red. El proyecto considera las unidades constructivas en redes de media tensión para el cumplimiento del RETIE, y lograr la evitar la manipulación del sistema eléctrico por personas ajenas a la empresa operadora. Esta consideración

permitirá mejorar la gestión de la comercialización de energía eléctrica y brindar mayor seguridad al operador de red.

3.3.3 Automatización y control operativo mediante la medición

El consumo de energía es un índice de desarrollo que puede presentar un país, y por tanto se debe acompañar mediante el seguimiento y control del consumo (Yilmaz & Krein, 2012). El apoyo de infraestructuras de comunicación, informática, electrónica y en casos los algoritmos matemáticos, permiten generar diagnóstico y la toma de decisiones, que incidirán en una mejora en la eficiencia (Ashok et al., 2014). Los sistemas de información deben ser apoyados en la seguridad informática mediante los protocolos como redes de sensores para fortalecer los sistemas de detección, transmisión y control en las redes inteligentes (Hernandez Callejo, 2014), que facilite la supervisión y control del transporte de energía eléctrica (Bekara, 2014) .

Dentro de las consideraciones se establece implementar tecnología para el seguimiento y control, para mejorar las actividades referentes a los problemas de estabilidad del sistema, el control de la frecuencia y la tensión en los nodos; a nivel de las subestaciones y distribución para la detección de fallas y su eliminación.

3.3.4 Servicios complementarios

Con la infraestructura tecnológica instalada se ofrecen servicios complementarios, para dar un valor agregado al modelo de negocio y mostrar que los costos implicados están siendo obtenido de los mismos costos de operación, debido a las malas prácticas y desactualización tecnológica. Entre los servicios se tiene:

- ✓ Reducir pérdidas técnicas y no técnicas.
- ✓ Aplanamiento la curva de demanda mediante la gestión de la demanda.
- ✓ Mejoramiento de los indicadores de calidad del suministro (SAIDI y SAIFI).
- ✓ Adecuación de la red para la incorporación de autogeneración, almacenamiento, y tecnologías necesarias para la integración de los vehículos eléctricos.

- ✓ El sistema implementado permite gestionar la eficiencia energética, la respuesta a demanda y la tarificación horaria; en posible respuesta a los cambios futuros del gobierno.
- ✓ Conocimiento a la cultura de consumo, que podrá impactar en la reducción emisiones CO₂.
Y finalmente apoyar en la gestión ambiental corporativa.

3.3.5 Implementación y mecanismo de amortización

El proyecto inicia con tres meses de preparación en el cual se realiza la planificación de las actividades y programación de las zonas a intervenir; cada una de las zonas deberá tener unas jornadas de socialización y sensibilización sobre el proyecto, y los beneficios que se lograran con la ejecución de este.

A partir del inicio del cuarto mes se inician las actividades de normalización de usuarios, actualización de red y reconversión tecnológica, para incrementar la cantidad de usuarios atendidos; todas las actividades sobre la red tendrán una duración de 5 años, para gestionar la inversión y la capacidad de endeudamiento de la empresa, mientras se logra incrementar la cantidad de usuarios normalizados.

Esto permite que mientras se realizan las inversiones y la actualización tecnológica, se inicie el cobro al primer día pasado un mes; y de acuerdo con el plan de inversión se espera que pasado los primeros 5 años el plan de inversión este completado y se proceda a cobrar el 100% según lo estimado. Por tanto, por cada usuario intervenido y normalizado según el marco regulatorio de los operadores de red tendrá un pago mensual.

3.4 Evaluación financiera del modelo de negocio

De acuerdo con las consideraciones expuestas en el modelo de negocio se procede a estructurar la evaluación de la reconversión tecnológica para el cumplimiento de la normativa colombiana, y luego se procede a realizar simulaciones para la integración de parques solares en el sistema de potencia de San Jose de Guaviare.

3.4.1 Actualización tecnológica y normalización de usuarios

El modelo de negocio plantea la inversión en la actualización tecnológica de la red y normalización de los usuarios por medio de una tercera empresa, que tendrá la función de ser el músculo financiero y será el contacto directo con los diferentes acreedores. El proyecto se define para una duración de 12 años, en la Tabla 11 se presenta el comportamiento del modelo. En los primeros 5 años son utilizados para la actualización y normalización, pasado 1 mes de normalización del usuario se podrá cobrar lo estipulado, e iniciar la recuperación económica y el pago de las diferentes obligaciones adquiridas. A partir del sexto año se espera haber finalizado todas las intervenciones y tener un ingreso del 100%, saldadas las obligaciones económicas y se obtienen las utilidades.

Tabla 10.

Comportamiento del modelo del negocio durante los 12 años.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Actividad	Actualización tecnológica Normalización de usuarios Cobro por usuario pasado un mes					Cobro 100% debido a la normalización de todos los usuarios						

Fuente: Diseño propio.

La Tabla 12 presenta las consideraciones iniciales de usuarios a intervenir (21.780) y el plazo para la ejecución del proyecto (5 años), esto indica que se deben intervenir al menos 15 usuarios por día; suponiendo un rendimiento de 12 usuarios por día y 24 días hábiles (excluyendo domingos), se espera intervenir 288 usuarios mes, que frente al total de usuarios nos da un total de 1,3 cuadrillas.

Tabla 11.

Análisis de usuarios y cálculo de mano de obra.

Concepto	Cantidad	Unidad
Usuarios	21.780	usuarios
Tiempo de Instalación (5 años)	60	meses
Tasa Requerida de Instalación Mensual	363	usuarios/mes
Tasa Req. Inst. Diaria	15	usuarios/día
Rendimiento	12	usuarios/día/cuadrilla
Días Hábiles	24	días/mes/cuadrilla

Instalación según Días Hábiles	288	usuarios/mes/cuadrilla
Cuadrillas Necesarias para el Cumplimiento	1,3	cuadrillas

Fuente: Diseño propio.

El dato de las cuadrillas permite realizar una estimación del comportamiento de los gastos asociados a los salarios, maquinaria, locaciones, entre otros. De acuerdo con el unifilar presentado en la Figura 5 y los 21.780 usuarios, en la Tabla 13 presenta la estimación de los gastos CAPEX, y la Tabla 14 presenta la estimación de los gastos OPEX.

De acuerdo con lo estimado en la Tabla 13, los equipos que servirán de reemplazos en los activos de la red y normalización de los usuarios dan un total de \$ 11.012.453.377. Se discriminan de acuerdo con las necesidades de cada uno de los usuarios, identificados en la Tabla 7.

Tabla 12.

Resumen CAPEX del Proyecto.

Descripción	Cantidad	Costo (COP)
Medidores trifásicos de 100 A	11.103	\$ 2.356.117.926
Macromedidores 1(10) A. (Inteligente)	1.071	\$ 224.205.520
Medidores monofásicos de 80 A	9.607	\$ 1.109.164.657
Transformadores de corriente	3.212	\$ 447.290.012
Display RF para sistema Bicuerpo.V1	21.586	\$ 1.604.907.828
Colector + Xbee	3.501	\$ 861.674.732
Gabinete Uriarte BRES- 43	875	\$ 634.449.272
Gabinete Uriarte BRES-64 (Cap 4 trifásicos - 6 monofásicos)	3.501	\$ 3.198.463.271
Otros		\$ 576.180.161
Total		\$ 11.012.453.377

Fuente: Diseño propio.

En la Tabla 14 se discriminan los costos OPEX de acuerdo con los diferentes conceptos, el OPEX estimado está en \$29.187.765.562; donde el mayor esta dado por los costos asociados al capital humano necesario para las actividades de los 5 años, este costo disminuye a que solo se requiere el personal de mantenimiento y administración.

Tabla 13.

Resumen OPEX del Proyecto.

	Concepto	Costo	Subtotal
Herramientas	Equipos y Herramientas	\$ 64.795.790	\$ 64.795.790
Preoperativo	Administrativo	\$ 17.750.805	\$ 53.088.730
	Operativo	\$ 35.337.925	
Instalación	Administrativo	\$ 1.742.002.412	\$ 4.961.684.956
	Operativo	\$ 3.219.682.544	
Operación	Administrativo	\$ 1.120.838.298	\$ 7.799.359.304
	Operativo	\$ 6.678.521.006	
Subcontratistas	Trasporte de Materiales	\$ 995.273.925	\$ 2.929.475.175
	Transporte de Datos	\$ 1.907.660.611	
	Telefonía móvil	\$ 26.540.638	
Transporte	Camioneta cuadrillas instalación	\$ 3.118.959.333	\$ 3.118.959.333
Otros	Asesorías técnicas + Dotación + Gastos de viajes + Seguros + Arriendos locativos	\$ 10.260.402.274	\$ 10.260.402.274
Total		\$ 29.187.765.562	\$ 29.187.765.562

Fuente: Diseño propio.

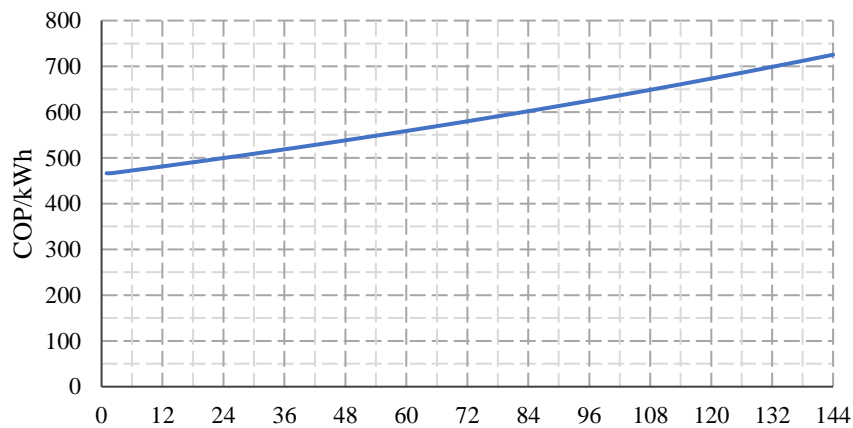


Figura 7. Pronóstico del precio de la energía eléctrica. Fuente: Diseño propio.

La figura 8 presenta un pronóstico del precio de la energía eléctrica de acuerdo con el comportamiento entregado por la empresa Energuaviare. De acuerdo con los recambios tecnológicos, se realiza un pronóstico de comportamiento de la compra, venta y pérdidas de energía eléctrica; y se elabora un estimativo de recuperación de estas pérdidas, en la Figura 8 se ilustra el comportamiento del balance de energía.

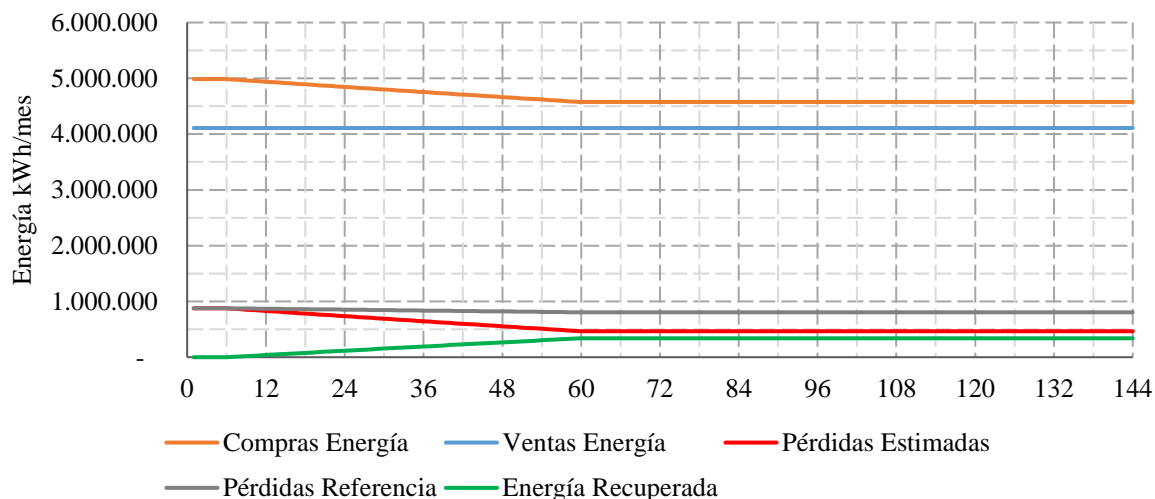


Figura 8. Pronóstico del comportamiento del balance energético en la red. *Fuente:* Diseño propio.

En la figura 9 se presenta la estimación de ingresos en concordancia al comportamiento del balance energético y el pronóstico del precio de la energía eléctrica.

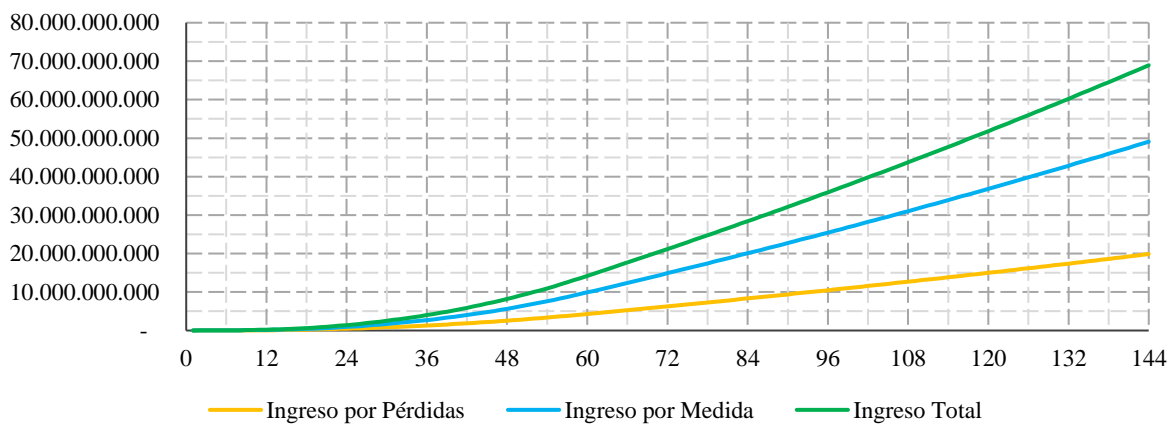


Figura 9. Simulación de los ingresos. *Fuente:* Diseño propio

El ingreso por medida son los recaudos debido a la energía facturada por los usuarios normalizados, por tanto, se observa en los meses 0-60 una curva ascendente y luego un comportamiento lineal debido a que se tienen el 100% de los usuarios normalizados. Mientras que el ingreso por Pérdidas son los recaudos obtenidos por la recuperación de energía de perteneciente a las pérdidas técnicas y no técnicas, debido a la implementación de los sistemas de gestión y control.

La Figura 10 presenta el comportamiento acumulado en el cual se compara los Ingresos respecto a los Costos, obteniendo la utilidad bruta y luego la utilidad neta.

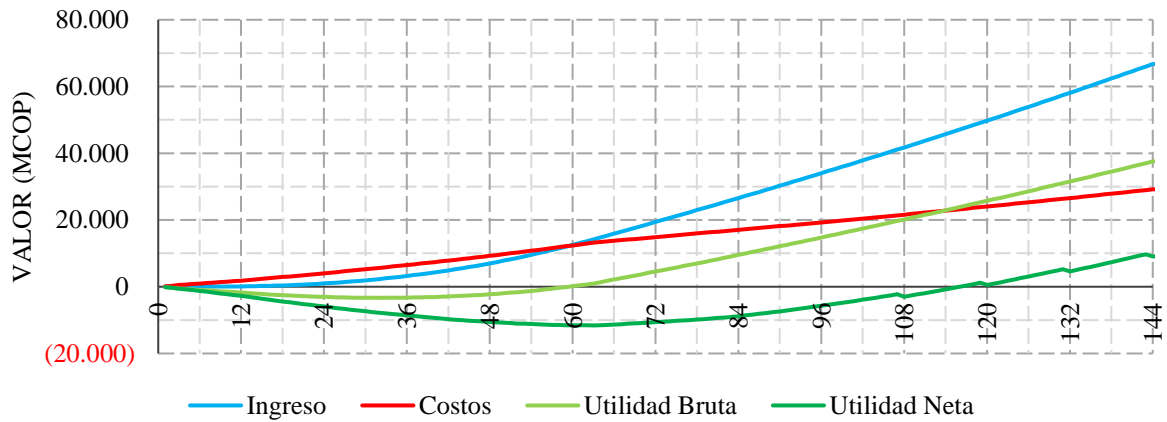


Figura 10. Comportamiento Acumulado Ingresos vs. Costos. Fuente: Diseño propio.

Se observa que los ingresos igualan los costos en el mes 60, a partir de punto se logra realizar la recuperación económica neta. La figura 11 presenta los flujos de caja acumulados.

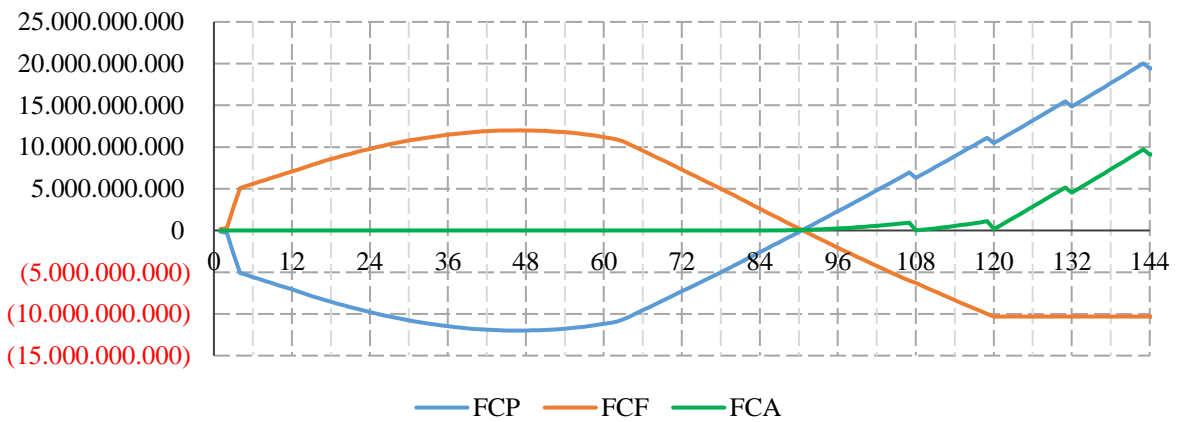


Figura 11. Flujos de caja acumulados (COP). Fuente: Diseño propio

Los flujos de caja acumulados muestran que se obtienen ingresos a partir del mes 86, para ello se presenta la Figura 12 donde se muestra el saldo de caja del proyecto.

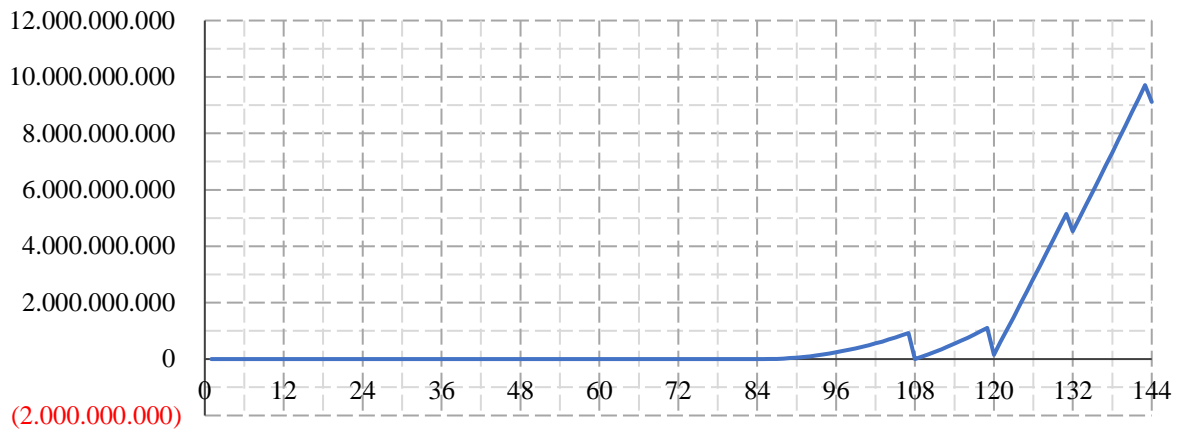


Figura 12. Saldo de Caja del Proyecto (COP). Fuente: Diseño propio.

En los meses 0 a 85 el saldo en la caja es de 0, debido a las inversiones y amortizaciones de las obligaciones económicas adquiridas; cabe resaltar que el proyecto es sostenible y no necesita más inyección de capital de acuerdo con lo propuesto al inicio. Para el mes 86 se tiene el primer con saldo positivo en la caja, y comienza a generarse el saldo y los ingresos para la compañía asociada. En la Tabla 15 se presenta un resumen de los indicadores financieros del proyecto.

Tabla 14.

Resumen Indicadores Financieros del Proyecto.

Ingresos	66.737.594.916	COP
Costo del Suministro	0	COP
Costos Operativos (OPEX)	29.187.765.562	COP
Inversión Capital (CAPEX)	11.012.453.377	COP
Costo de Financiación	10.321.356.111	COP
Costo Total	50.521.575.050	COP
Utilidad Bruta	37.549.829.354	COP
Utilidad Proyecto	25.202.624.079	COP
Utilidad Neta	9.113.560.035	COP
VPN Proyecto	2.600.446.524	COP
VPN Inversionista	2.988.853.233	COP
Administración	1.334.751.898	COP
Impuestos Oper + Renta	5.767.707.933	COP

Req. Financiación	27.234.132.943	COP
Imprevistos	0	COP
Anticipo	0	COP
Margen Bruto	56,26%	
Margen Operacional	37,76%	
Margen Neto	13,66%	
TIRM Proyecto (EA)	10,89%	
Tdcto (EA)	11,00%	
TIRM Inversionista (EA)	13,52%	
Duración	144	meses

Fuente: Diseño propio.

Los resultados obtenidos indican que el operador de red podrá tener la actualización tecnológica de la red, la normalización de los usuarios y recuperación de pérdidas energéticas sin la necesidad de realizar inversiones de su propio bolsillo; el usuario podrá contar con una red actualizada que le permitirá mejorar su calidad sin la necesidad de afectar su bolsillo; y la compañía tendrá un excelente margen de utilidad mediante la asociación con el operador de red.

3.4.2 Integración de parques solares al modelo de negocio

Se propone evaluar escenarios mediante la integración de 1 a 3 parques solares de capacidad de 1MW, ubicados en las cercanías de las subestaciones. Se realiza una estimación de los costos asociados para la ejecución de un parque solar de 1MW, (Ocampo Taborda, 2019) presenta un estudio de prefactibilidad y evaluación económica de un sistema solar fotovoltaico de 1MW, en la Tabla 16 se presentan las consideración establecidas; el estudio considera la instalación de este parque generador sobre el techo de una locación, de esta forma se evitan los costos asociados a los terrenos.

Tabla 15.

Consideraciones establecidas para un sistema solar de 1MW.

Concepto	Costo (COP)
Paneles solares	1.763.999.424
Inversor Solar	188.879.031
Estructura metálica	317.882.400
Transformador	112.330.152
Cableado	133.132.032

Línea de transmisión (4.5km)	518.100.000
Protecciones	166.415.040
Obras Civiles	181.764.000
Control Granja Solar	83.207.520
Total	3.465.709.599
IVA 19%	658.484.824
Costo Total con IVA	4.124.194.423

Fuente: Diseño propio.

Se realiza un sondeo a empresas especializadas para estimar un costo para un parque solar de 1MW, la Tabla 17 presenta el resumen de los costos asociados de acuerdo con las diferentes propuestas económicas.

Tabla 16.

Resumen de los costos asociados a un parque solar de una 1MW.

Concepto	Costo (COP)
Desarrollo/Licencia/Lote	216.000.000
EPC	3.240.000.000
1 kilómetro de línea	250.000.000
Obras Civiles	150.000.000
Total	3.856.000.000

Fuente: Diseño propio.

Se repite el análisis realizado, pero esta vez considerando la inversión adicional de 1, 2 y 3 parques solares, que estarán ubicados a la cercanía de las subestaciones existentes (San Jose de Guaviare, Calamar y Retorno). En la tabla 18 se presenta el resumen de los indicadores financieros.

Tabla 17.

Resumen Indicadores Financieros del Proyecto (COP).

Indicador	Escenario Base	PS 01	PS 02	PS 03
Ingresos	66.737.594.916	102.401.825.038	147.182.024.294	179.167.880.906
Costo del Suministro	0	0	0	0
Costos Operativos (OPEX)	29.187.765.562	34.002.436.628	40.047.763.528	44.365.854.171
Inversión Capital (CAPEX)	11.012.453.377	22.839.635.377	34.407.635.377	45.975.635.377

Costo de Financiación	10.321.356.111	17.830.817.457	24.372.427.136	32.018.865.243
Costo Total	50.521.575.050	74.672.889.463	98.827.826.042	122.360.354.791
Utilidad Bruta	37.549.829.354	68.399.388.410	107.134.260.766	134.802.026.736
Utilidad Proyecto	25.202.624.079	43.511.716.532	69.782.984.903	85.243.033.740
Utilidad Neta	9.113.560.035	15.956.098.363	28.742.943.266	33.606.682.128
Costo por Usuario	2.566.830	3.938.531	5.660.847	6.891.072

Fuente: Diseño propio.

En base a los resultados de la Tabla 18, se calcula la diferencia en los indicadores financieros respecto al Escenario Base y se presentan en la Tabla 19.

Tabla 18.

Diferencia entre los Indicadores Financieros respecto al Escenario Base (COP).

Indicador	Escenario Base	PS 01	PS 02	PS 03
Diferencia entre Costo Total	-	24.151.314.413	48.306.250.992	71.838.779.741
Diferencia entre Ingresos	-	35.664.230.122	80.444.429.378	112.430.285.990
Diferencia entre Costo por Usuario	-	1.371.701	3.094.017	4.324.242

Fuente: Diseño propio.

En la diferencia entre Costo Total se observa un comportamiento creciente debido a la inversión por cada parque solar integrado. Los ingresos aumentan, pero en el tercer parque solar se observa una tendencia decreciente frente a los otros escenarios; esto se debe al aumento de la inversión y los gastos asociados al pago de intereses. En Costo por Usuario se tiene un incremento de 1.371.701 frente al escenario base, luego incrementa 1.722.316 y para el escenario PS03 el incremento se ubica en 1.230.225; se observa una disminución que puede incentivar la inversión por parte del operador de red. La figura 13 presenta el comportamiento de la relación entre Ingresos y Costo Total.

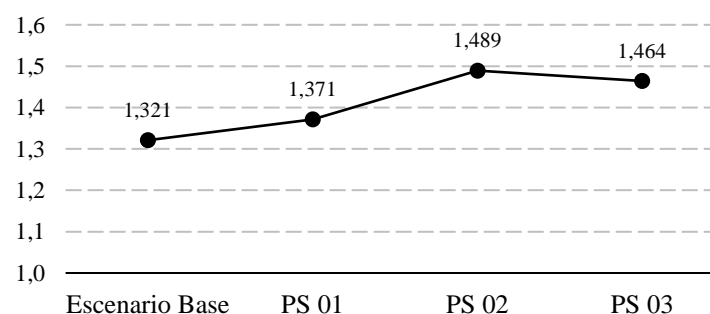


Figura 13. Relación Ingresos/Costo Total. Fuente: Diseño propio.

Los resultados presentan una excelente relación, alcanzando su punto máximo en el escenario donde se instalan dos parques solares; se presenta una ligera disminución en el escenario de inclusión de tres parques. Este resultado no debe entenderse como una pérdida, dado que los ingresos van en aumento favoreciendo los intereses del operador de red y la empresa asociada.

CAPITULO IV

4 conclusiones

El trabajo de investigación presentó el diseño de un modelo de negocio para el desarrollo de proyectos de generación distribuida; la UPME indica que fortalecerá el sector de energía eléctrica mediante los proyectos de Infraestructura de Medida Avanzada, la Automatización de la red de distribución, los Recursos Distribuidos y los Vehículo Eléctrico, pero se observa que existe una dependencia de la automatización y modernización de la red de distribución para facilitar la integración de las demás líneas de proyectos.

Se pudo observar que las soluciones energéticas como son la instalación de sistemas de generación fotovoltaica están restringidos a los ingresos económicos del núcleo familiar y al consumo de energía eléctrica. El primero debido a que, si los ingresos son inferiores a un SMLV existe una inviabilidad económica, en otros casos toca evaluar según los ingresos y egresos del núcleo familiar. En el segundo caso, si tenemos un usuario de estrato 1 o 2, y sus consumos de energía eléctrica son inferiores a 173kWh/mes, este usuario tendrá como derecho un subsidio del 60% o 50% respectivamente, colocando el precio de energía muy por debajo al que se puede obtener con un sistema fotovoltaico. Dejando como beneficio la posibilidad de tener una continuidad en el servicio y generar una alternativa de seguridad.

A partir de los requerimientos propuestos por el gobierno nacional, se propone y diseña una estructura de negocio, en el cual se ofrece y se evaluaron dos escenarios, en el primero la modernización de la red, más unos servicios complementarios, y un segundo escenario con la adición de 1, 2 y 3 parques solares de 1 MW. La estructura técnico-operativa propuesta permite la conexión de parques solares, como también la integración de iniciativas individuales de los usuarios, permitiendo una mayor flexibilidad para los sistemas de generación.

Se evaluaron dos escenarios el primero la actualización de la red para el cumplimiento de la ley, y uno segundo que adiciona la generación de 1 a 3 parques solares de 1 MW, ambos escenarios presentan rentabilidad para el operador de red, como para el tercero; mientras que el usuario recibe

beneficios en el mejoramiento de la calidad del servicio, disminución de costos en la operación de la red y flexibilidad para la integración de sistemas de generación personal; y para el segundo escenario abre la oportunidad de disminuir el precio de la energía eléctrica mediante la generación distribuida de los parques solares propuestos, que están establecidos con contratos PPA.

El modelo de negocio permite la intervención de un tercero, una compañía que aporta el capital de inversión y apalancamiento para facilitar el dinamismo en el cumplimiento de la ley, el apoyo técnico-científico, la renovación de los activos del sistema de potencia, y respaldar la solvencia económica del operador de red.

4.1 Implicaciones políticas y económicas

Los resultados obtenidos en los análisis previos al modelo de negocio invitan a la formulación de incentivos no tributarios, para lograr la participación de las personas naturales y lograr la masificación de los sistemas de generación fotovoltaica.

Este modelo de negocio abre la ventana a la modernización de las redes de distribución y facilita la integración de los sistemas de generación distribuida; siendo una alternativa muy atractiva para los operadores de red que consideran que están en una posición económica poco favorable para todo el recambio tecnológico.

4.2 Recomendaciones

Se debe evaluar de manera más profunda el proyecto de los parques solares, con el fin de optimizar la inversión y maximizar la generación de energía eléctrica.

El trabajo permite evaluar un escenario en el cual se integre un sistema de generación mediante el recurso hídrico, debido a que el municipio está a orillas del río Guaviare. Esto permite tener una fuente de generación con mayor capacidad y constancia de trabajo.

4.3 Investigaciones futuras

La investigación establece un precedente en investigaciones de modelos de negocios para el sector de energía eléctrica, el cual aporta una solución a los problemas planteados por la UPME y el DNP; los resultados permiten incentivar la continuidad y el desarrollo de nuevas evaluaciones

técnicas y económicas para otros municipios con escenarios similares o diferentes, con miras de lograr la actualización de la red en términos de automatización y medición avanzadas según los requerimientos establecidos por el gobierno, y la integración de los sistemas de generación con energías renovables.

Se invita a evaluar la posibilidad de integrar otros sistemas de generación, diferentes a la energía fotovoltaica que fue utilizada en este modelo, y proponer el uso de recursos ubicados en las zonas de influencia como la energía de la biomasa, la energía eólica o pequeñas centrales hidráulicas.

Referencias

- Abdelkafi, N., & Täuscher, K. (2016). Business Models for Sustainability From a System Dynamics Perspective. *Organization & Environment*, 29(1), 74–96.
<https://doi.org/10.1177/1086026615592930>
- Ashok, A., Hahn, A., & Govindarasu, M. (2014). Cyber-physical security of wide-area monitoring, protection and control in a smart grid environment. *Journal of Advanced Research*, 5(4), 481–489. <https://doi.org/10.1016/j.jare.2013.12.005>
- Babadi, A. N., Nouri, S., & Khalaj, S. (2018). Challenges and opportunities of the integration of IoT and smart grid in Iran transmission power system. *IEEE Proceedings 2017 Smart Grid Conference, SGC 2017, 2018-January*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/SGC.2017.8308847>
- Bahmanyar, A., Jamali, S., Estebarsari, A., Pons, E., Bompard, E., Patti, E., & Acquaviva, A. (2016). Emerging smart meters in electrical distribution systems: Opportunities and challenges. *2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering, ICEE 2016*, 1082–1087.
<https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2016.7585682>
- Bekara, C. (2014). Security issues and challenges for the IoT-based smart grid. *Procedia Computer Science*, 34, 532–537. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2014.07.064>
- Belaïd, F., & Zrelli, M. H. (2019). Renewable and non-renewable electricity consumption, environmental degradation and economic development: Evidence from Mediterranean countries. *Energy Policy*, 133, 110929. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110929>
- Boons, F., & Lüdeke-Freund, F. (2013). Business models for sustainable innovation: State-of-the-art and steps towards a research agenda. *Journal of Cleaner Production*, 45, 9–19.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.07.007>
- Bugaje, I. M. (2006). Renewable energy for sustainable development in Africa: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 10, Issue 6, pp. 603–612). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.11.002>
- CELSIA. (2020). *Cómo entender la tarifa de energía*.

[https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/Documento sobre la tarifa de energía \(final\).pdf](https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/Documento sobre la tarifa de energía (final).pdf)

Chen, Y. J., Chindarkar, N., & Xiao, Y. (2019). Effect of reliable electricity on health facilities, health information, and child and maternal health services utilization: evidence from rural Gujarat, India. *Journal of Health, Population, and Nutrition*, 38(1), 7. <https://doi.org/10.1186/s41043-019-0164-6>

Ley 1715, (2014). http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

DANE. (2020). *Estratificación socioeconómica*. <https://www.dane.gov.co/index.php/servicios-al-ciudadano/servicios-informacion/estratificacion-socioeconomica>

Decreto 2811, (1974).

Resolución 00432, (2008). http://www.nuevaleislacion.com/files/susc/cdj/conc/r_dian_432_08.doc

DNP. (2019). *Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022: Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad*. https://www.energycolombia.org/wp-content/uploads/1_DNP_AnaC_Ulloa_PND.pdf

Educarchile. (2017). *Energías Renovables*.

http://centroderecursos.educarchile.cl/bitstream/handle/20.500.12246/13709/articles-25471_recurso_pdf.pdf?sequence=1

Embid, A., & Martín, L. (2013). El Nexa entre el agua, la energía y la alimentación en América Latina y el Caribe: planificación, marco normativo e identificación de interconexiones prioritarias. In *CEPAL*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/41069>

ESSA. (2020). *Conoce los costos del servicio de energía eléctrica*.

<https://www.essa.com.co/site/blog/detalle-articulo/conoce-los-costos-del-servicio-de-energ237a-el233ctrice>

Evans, S., Vladimirova, D., Holgado, M., Van Fossen, K., Yang, M., Silva, E. A., & Barlow, C. Y.

(2017). Business Model Innovation for Sustainability: Towards a Unified Perspective for Creation of Sustainable Business Models. *Business Strategy and the Environment*, 26(5), 597–608. <https://doi.org/10.1002/bse.1939>

Fernández, J. (2017). *Influencia de la integración de la generación renovable y gestión de la demanda*

en el mercado TESIS DOCTORAL. <https://idus.us.es/handle/11441/56019>

Flórez, M., Gómez, B., & García, J. (2016). Análisis Comparativo de Diferentes Esquemas de Suficiencia en Generación Eléctrica: Algunas Reflexiones Para el Mercado Eléctrico en Colombia . *Center for Research in Economics and Finance (CIEF)*, 16–18.

https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&as_ylo=2016&q=colombia+electricity+market&btnG=#d=gs_cit&u=%2Fscholar%3Fq%3Dinfo%3ACUNWOLSqngUJ%3Ascholar.google.com%2F%26output%3Dcite%26scirp%3D1%26hl%3Des

França, C. L., Broman, G., Robèrt, K. H., Basile, G., & Trygg, L. (2017). An approach to business model innovation and design for strategic sustainable development. *Journal of Cleaner Production*, 140, 155–166. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.06.124>

Gabriel, C. A., & Kirkwood, J. (2016). Business models for model businesses: Lessons from renewable energy entrepreneurs in developing countries. *Energy Policy*, 95, 336–349. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.05.006>

Geissdoerfer, M., Bocken, N. M. P., & Hultink, E. J. (2016). Design thinking to enhance the sustainable business modelling process – A workshop based on a value mapping process. *Journal of Cleaner Production*, 135, 1218–1232. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.07.020>

Geissdoerfer, M., Vladimirova, D., & Evans, S. (2018). Sustainable business model innovation: A review. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 198, pp. 401–416). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.240>

Giaconi, G., Gunduz, D., & Poor, H. V. (2018). Privacy-Aware Smart Metering: Progress and Challenges. *IEEE Signal Processing Magazine*, 35(6), 59–78. <https://doi.org/10.1109/MSP.2018.2841410>

Google Maps. (2021). *San José Del Guaviare - Google Maps.*

<https://www.google.com/maps/place/San+José+Del+Guaviare,+Guaviare/@2.5688351,-72.6276988,6264m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x8e177699aa9e024d:0xa81b5573e08a8504!8m2!3d2.5677606!4d-72.6396535?hl=es>

- Grover, D., & Daniels, B. (2017). Social equity issues in the distribution of feed-in tariff policy benefits: A cross sectional analysis from England and Wales using spatial census and policy data. *Energy Policy*, *106*, 255–265. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.043>
- Hamwi, M., & Lizarralde, I. (2017). A Review of Business Models towards Service-Oriented Electricity Systems. *Procedia CIRP*, *64*, 109–114. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2017.03.032>
- Hannon, M. (2012). *Co-evolution of innovative business models and sustainability transitions: The case of the Energy Service Company (ESCo) model and the UK energy system* [University of Leeds]. <http://etheses.whiterose.ac.uk/3660/>
- Hannon, M. J., & Bolton, R. (2015). UK Local Authority engagement with the Energy Service Company (ESCo) model: Key characteristics, benefits, limitations and considerations. *Energy Policy*, *78*, 198–212. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.016>
- Hassan, M., Afridi, M. K., & Khan, M. I. (2018). An overview of alternative and renewable energy governance, barriers, and opportunities in Pakistan. *Energy & Environment*, *29*(2), 184–203. <https://doi.org/10.1177/0958305X17743036>
- Hernandez Callejo, L. (2014). *Smart grid: evolución del sistema eléctrico*.
- Hernandez, J., Trujillo, C. L., & Santamaria, F. (2015, December 14). Photovoltaic projects developed in Non-Interconnected Zones in Colombia. *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015*. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7356258>
- Hvelplund, F., & Djørup, S. (2017). Multilevel policies for radical transition: Governance for a 100% renewable energy system. *Environment and Planning C: Politics and Space*, *35*(7), 1218–1241. <https://doi.org/10.1177/2399654417710024>
- IGAC. (2021). *Mapas Departamentales Físicos de Uso Escolar | GEOPORTAL*. <https://geoportal.igac.gov.co/contenido/mapas-departamentales-fisicos-de-uso-escolar>
- Kaur, R. R., & Luthra, A. (2018). Population growth, urbanization and electricity - Challenges and initiatives in the state of Punjab, India. *Energy Strategy Reviews*, *21*, 50–61. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.04.005>

- Kaygusuz, K. (2011). Energy services and energy poverty for sustainable rural development. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 15, Issue 2, pp. 936–947). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.003>
- Kooijman-van Dijk, A. L., & Clancy, J. (2010). Impacts of Electricity Access to Rural Enterprises in Bolivia, Tanzania and Vietnam. *Energy for Sustainable Development*, 14(1), 14–21.
<https://doi.org/10.1016/j.esd.2009.12.004>
- Łapniewska, Z. (2019). Energy, equality and sustainability? European electricity cooperatives from a gender perspective. *Energy Research and Social Science*, 57, 101247.
<https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101247>
- Lee, J., & Shepley, M. M. C. (2020). Benefits of solar photovoltaic systems for low-income families in social housing of Korea: Renewable energy applications as solutions to energy poverty. *Journal of Building Engineering*, 28, 101016. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2019.101016>
- Lekavičius, V., Galinis, A., & Miškinis, V. (2019). Long-term economic impacts of energy development scenarios: The role of domestic electricity generation. *Applied Energy*, 253, 113527. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113527>
- López, A. R., Krumm, A., Schattenhofer, L., Burandt, T., Montoya, F. C., Oberländer, N., & Oei, P. Y. (2020). Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market. *Renewable Energy*, 148, 1266–1279.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.066>
- Lund, H., & Kempton, W. (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy*, 36(9), 3578–3587.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.007>
- Massa, L., Tucci, C. L., & Afuah, A. (2017). A critical assessment of business model research. In *Academy of Management Annals* (Vol. 11, Issue 1, pp. 73–104). Routledge.
<https://doi.org/10.5465/annals.2014.0072>
- MME. (2018). *Resolución 40072 del 2018*. https://xperta.legis.co/visor/temp_legcol_932b0874-a198-

4fbf-875a-74e6712accfb

- Montoya, M. (2018). *Trends and challenges in electricity and oil regulation* (Universidad Externado de Colombia (ed.)).
<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=txpLDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA107&dq=trend+and+challenges+in+electricity+and+oil+regulation&ots=D5AL9xKNhJ&sig=RIYQWY8rod-6WMAq4ZaETZp2iKw>
- Muñoz, Y. A., Carrillo, E., Serrano, G., Carrillo, L. J., & Guerrero, J. E. (2017, July 10). Methodology for smart energy performance in rural zones of Colombia. *2017 Smart Cities Symposium Prague, SCSP 2017 - IEEE Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/SCSP.2017.7973871>
- Ocampo Taborda, L. M. (2019). *Estudio de prefactibilidad de un sistema solar fotovoltaico de 1 MW para generación de energía eléctrica*. Universidad Autónoma de Occidente Facultad de Ingeniería.
- Olaya, Y., Arango-Aramburo, S., & Larsen, E. R. (2016). How capacity mechanisms drive technology choice in power generation: The case of Colombia. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 56, pp. 563–571). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.065>
- Pérez Arango, S. (2018). *Competencia minorista en el mercado de electricidad en Colombia: diagnóstico y recomendaciones basadas en experiencias internacionales*. Universidad EAFIT. <http://repository.eafit.edu.co/handle/10784/12912>
- Decreto 4955, (2011). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=45448#1>
- Puentes, C. (2020). *Recomendaciones para afrontar los impactos de las fuentes de energía renovables no convencionales sobre la transmisión de energía eléctrica en Colombia* [Universidad Nacional Sede Medellín]. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/77792>
- Rankia. (2020). *¿Cuál es la Tasa Efectiva Anual (%E.A) en Colombia?*
<https://www.rankia.co/blog/mejores-creditos-y-prestamos-colombia/4268301-cual-tasa-efectiva-anual-colombia>
- Ruiz, B. J., & Rodríguez-Padilla, V. (2006). Renewable energy sources in the Colombian energy

policy, analysis and perspectives. *Energy Policy*, 34(18), 3684–3690.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.08.007>

Salahuddin, M., Alam, K., Ozturk, I., & Sohag, K. (2018). The effects of electricity consumption, economic growth, financial development and foreign direct investment on CO2 emissions in Kuwait. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 81, pp. 2002–2010). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.009>

Schaltegger, S., Hansen, E. G., & Lüdeke-Freund, F. (2016). Business Models for Sustainability: Origins, Present Research, and Future Avenues. *Organization & Environment*, 29(1), 3–10. <https://doi.org/10.1177/1086026615599806>

Shahid, A. (2018). Smart Grid Integration of Renewable Energy Systems. *7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2018*, 944–948. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2018.8566827>

Shomali, A., & Pinkse, J. (2016). The consequences of smart grids for the business model of electricity firms. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 112, pp. 3830–3841). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.07.078>

SSPD. (2017). *ZONAS NO INTERCONECTADAS-ZNI Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017*. www.superservicios.gov.co

Suhonen, N., & Okkonen, L. (2013). The Energy Services Company (ESCo) as business model for heat entrepreneurship - A case study of North Karelia, Finland. *Energy Policy*, 61, 783–787. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.047>

Téllez Gutiérrez, S. M., Rosero García, J., & Céspedes Gandarillas, R. (2018). Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades. *Revista Científica Ingeniería y Desarrollo*, 36(2), 469. <https://doi.org/10.14482/inde.36.2.10711>

Resolución 355, (2004). <http://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Resolucion/4047836>

UPME. (2015). *Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050*.

<https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-Ideario-2050.aspx>

UPME. (2016). *Smart Grids Colombia Visión 2030 | Parte I: Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia*. [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart Grids Colombia Visión 2030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visión%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf)

Upward, A., & Jones, P. (2016). An Ontology for Strongly Sustainable Business Models.

Organization & Environment, 29(1), 97–123. <https://doi.org/10.1177/1086026615592933>

Velásquez, B. (2015). *Caracterización y análisis de la demanda de energía eléctrica en las ZNI del departamento de Nariño* [Universidad de Nariño].

<http://biblioteca.udenar.edu.co:8085/atenea/biblioteca/91297.pdf>

Wells, P. (2013). *Business models for sustainability*.

<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=mfEBAQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR1&dq=business+models+for+sustainability+peter+wells&ots=oZ6JMLxHCt&sig=2xodVDzv0wzYoeNjz74UMxK4uJU>

Xu, X., Wei, Z., Ji, Q., Wang, C., & Gao, G. (2019). Global renewable energy development:

Influencing factors, trend predictions and countermeasures. *Resources Policy*, 63, 101470.

<https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2019.101470>

Yilmaz, M., & Krein, P. T. (2012). Review of benefits and challenges of vehicle-to-grid technology.

2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2012, 3082–3089.

<https://doi.org/10.1109/ECCE.2012.6342356>