

IDENTIFICACIÓN DE RETOS TIC DE LOS CONSUMIDORES COMO ACTORES ACTIVOS EN EL MARCO DE SMART GRID Y PROPUESTA DE ESTRATEGIA PARA AFRONTARLOS EN EL CONTEXTO COLOMBIANO

(Trabajo de Grado para optar por el título de
Magister en Telecomunicaciones y Regulación TIC))

FREIMAN ACOSTA PEREZ

Director:

Ing. Ángela Tatiana Zona Ortiz, PhD

Codirector

Ing. Felipe Díaz Sánchez, PhD

UNIVERSIDAD SANTO TOMAS
FACULTAD DE INGENIERIA DE TELECOMUNICACIONES
MAESTRIA EN TELECOMUNICACIONES Y REGULACION TIC
BOGOTÁ, 2019

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios por darme las fuerzas para concluir este ciclo de mi vida. A mis padres por la vida para lograr este objetivo de vida; a mi hermana María Angélica Acosta, por su apoyo y ejemplo en este proceso. A los Ingenieros Tatiana Zona y Felipe Díaz Sánchez, por su paciencia, consejos y apoyo; A los docentes y a la Universidad Santo Tomas quienes se preocupan por formar profesionales que contribuyan a la sociedad; A mis compañeros de la cohorte M3, aprecio muchos sus enseñanzas y compañía. Éxitos en este camino profesional y laboral.

TABLA CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	v
LISTA DE TABLAS.....	vi
ACRÓNIMOS.....	vii
RESUMEN.....	9
INTRODUCCIÓN.....	10
1 MARCO GENERAL DEL PROYECTO.....	12
1.1 OBJETIVOS.....	13
1.1.1 Objetivo general.....	13
1.1.2 Objetivos específicos.....	13
1.2 ALCANCE.....	14
1.3 METODOLOGIA.....	14
2 REDES INTELIGENTES O SMART GRID.....	16
2.1 CARACTERISTICAS DE UNA RED INTELIGENTE O SMART GRID.....	18
2.2 MODELOS DE SMART GRID.....	19
2.2.1 IEEE P2030.....	19
2.2.2 GWAC (Gridwise Architecture Council).....	19
2.2.3 SGMM (Smart Grid Maturity Model).....	20
2.2.4 SGAM.....	22
2.2.5 SMART GRID COMPASS.....	23
2.3 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN COLOMBIA Y SUS RETOS.....	25
2.3.1 Infraestructura de Medida Avanzada (AMI).	28
2.3.2 Automatización de la Red (ADA).....	28
2.3.3 Recursos Energéticos Distribuidos (DER).	29
2.3.4 Movilidad Eléctrica (VE).	30
2.4 CARACTERÍSTICAS DEL CONSUMIDOR.....	31
2.5 VISIÓN INTERNACIONAL.....	32

2.5.1 Unión Europea	33
2.5.2 Estados Unidos.....	34
2.5.3 Brasil.....	34
2.5.4 Chile.....	35
2.6 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	38
2.7 DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	42
2.8 CARACTERIZACION DE LOS AGENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA	45
2.9 SECTOR TELECOMUNICACIONES EN COLOMBIA	46
3 CONTEXTO SMART GRID EN COLOMBIA	49
3.1 LA UPME Y SU ROL EN COLOMBIA.....	49
3.2 RUTA DE DESARROLLO DEL MODELO SGAM EN COLOMBIA.....	49
3.3 INICIATIVAS EN COLOMBIA	50
4 NUEVO ROL DEL CONSUMIDOR DENTRO DEL MODELO SMART GRID	56
4.1 RETOS IDENTIFICADOS POR LA UPME	57
5 ESTADO ACTUAL DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE LOS AGENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA	60
5.1 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN USADOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO	60
5.2 LOS MEDIOS DE COMUNICACION USADOS EN EL MODELO SMART GRID	61
5.3 LAS COMUNICACIONES EN REDES INTELIGENTES	68
6 NORMATIVIDAD APLICADA AL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA	71
6.1 NORMATIVIDAD ESPECÍFICA PARA SMART GRID	74
7 RETOS PARA LOS DIFERENTES ACTORES DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO .	76
7.1 RETOS PARA EL ESTADO	76
7.2 RETOS PARA LOS GENERADORES	77
7.3 RETOS PARA LOS TRANSMISORES	78
7.4 RETOS PARA LOS DISTRIBUIDORES Y/O OPERADORES DE RED	78
7.5 RETOS PARA XM - ADMINISTRADORES DEL SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES	79

7.6 CARACTERIZACIÓN Y RETOS DEL CONSUMIDOR EN EL MARCO DE SMART GRID	81
8 METODOLOGÍA PARA LA PRIORIZACION DE RETOS	83
8.1 METODO MULTICRITERIO AHP	84
8.2 PRIORIZACIÓN DE RETOS DE LOS AGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO	86
9 PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA AFRONTAR RETOS EN EL CONSUMIDOR	91
10 CONCLUSIONES.....	95
REFERENCIAS.....	98
ANEXO A. NORMATIVIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA.....	107
ANEXO B. LISTADO DE OPERADORES DE RED	115
ANEXO C. CALCULO DE PRIORIZACIÓN	123

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación gráfica de la metodología a utilizar	15
Figura 2. Sistemas de energía eléctrica convencional y redes inteligentes Modelos de Smart Grid	17
Figura 3. Modelo GWAC	20
Figura 4. Mapa de las diferentes redes inteligentes del modelo SGAM	23
Figura 5. Marco de trabajo modelo Smart Grid Compass	24
Figura 6. Tecnologías para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia	31
Figura 7. Ocho (8) pasos para la implementación de redes eléctricas inteligentes	33
Figura 8. Sector Eléctrico Colombiano	39
Figura 9. Proceso del despacho de energía	40
Figura 10. Proyección de la demanda de energía sin GCE	44
Figura 11. Acceso a Internet en Colombia a 2017	47
Figura 12. Penetración proyecto Fibra óptica	47
Figura 13. Penetración Segmento de telefonía móvil por categoría	48
Figura 14. Descripción del ecosistema de redes inteligentes	62
Figura 15. Relaciones del mapeo de la serie IEC 671850	63
Figura 16. Resumen de aplicación de técnicas en la toma de decisión	84
Figura 17. Diseño planteamiento de la estrategia	92
Figura 18. Estructura de comunicación usando IoT y Fibra Óptica Nacional	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ejemplo de etapas en el proceso de madurez	21
Tabla 2. Madurez para el modelo Smart Grid (Niveles)	24
Tabla 3. Comparativo de procesos en el modelo tradicional y el modelo Smart Grid	26
Tabla 4. Funcionalidades y beneficios de la tecnología AMI	28
Tabla 5. Funciones y beneficios automatización ADA	29
Tabla 6. Funciones y beneficios recursos energéticos distribuidos (DER)	30
Tabla 7. Iniciativas fuera de Colombia.....	36
Tabla 8. Iniciativas desarrolladas en cada país	37
Tabla 9. Clasificación de la red eléctrica colombiana.....	41
Tabla 10. Sistema de distribución de energía	42
Tabla 11. Demanda de energía de los usuarios del sistema interconectado	42
Tabla 12. Datos de la demanda proyectada de energía para Colombia sin GCE	43
Tabla 13. Datos de la demanda proyectada de energía para Colombia con GCE y exportaciones	45
Tabla 14. Generación de energía en Colombia.....	45
Tabla 15. Iniciativas de RI en Colombia	51
Tabla 16. Lineamientos de la UPME para el desarrollo de RI en Colombia.....	53
Tabla 17. Propuesta de desarrollo de redes inteligentes hasta el periodo 2030	55
Tabla 18. Estándares Operadores de red.....	61
Tabla 19. Estándares disponibles en el proceso de Operación de generación Distribuida	64
Tabla 20. Abanico de protocolos de comunicación disponibles para los diferentes tipos de subredes	66
Tabla 21. Arquitectura de una RI	69
Tabla 22. Escala de Saaty	85
Tabla 23. Identificación de retos por actor	86
Tabla 24. Priorización de retos por el Experto 1.....	88
Tabla 25. Priorización de retos por el Experto 2.....	88
Tabla 26. Priorización de retos por el Experto 3.....	89
Tabla 27. Matriz de relacion reto/estrategia	90

ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO	DESCRIPCIÓN
ADA	Automatización de la Red.
AMI	Infraestructura de Medida Avanzada.
BAN	Building Area Network. Red de área de cliente
BRA	Base regulatoria de activos o valor de las inversiones.
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Centro Nacional de Operación
DER	Recursos Energéticos Distribuidos.
DESPACHO	Comunicado de generación que envía XM a los agentes generadores informando las unidades de generación programadas para el siguiente día
FACTS	Flexible AC Transmission systems.
FAN	Red de archivos por área, para compartir y administrar archivos en la red.
GASTOS AOM	Gastos de la Administración, operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución.
GD	Generación Distribuida; similar a DER.
HAN	Home Área Network o Red de Área Hogar; red doméstica para el hogar, la cual facilita comunicación e interoperabilidad entre los dispositivos del hogar o en las inmediaciones de la casa.
IAN	Industrial Area Network.

<i>IOT</i>	Internet de las cosas
<i>NAN</i>	Neighborhood Area Network.
<i>PLC</i>	Programadores Lógicos Programables.
<i>PMU</i>	Unidad de Medición Fasorial.
<i>PROSUMIDOR</i>	usuario final que es consumidor y generador de energía eléctrica en el escenario de redes inteligentes.
<i>REDESPACHO</i>	Comunicado de generación que envía XM a los agentes generadores informando los cambios en las unidades de generación hora a hora.
<i>RFID</i>	Radio Frequency IDentification
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional.
<i>SMART GRID</i>	Red Inteligente
<i>TIC</i>	Tecnología de la información y telecomunicaciones.
<i>UPME</i>	Unidad de Planeación Minero energética en Colombia.
<i>VE</i>	Movilidad Eléctrica.
<i>WAC</i>	Sistema de Control de Area Ampliada.
<i>WAM</i>	Sistema de Monitoreo de Area Ampliada.
<i>WAN</i>	Red de área ampliada.
<i>WAP</i>	Sistema de Protección de área Ampliada.
<i>ZNI</i>	Zonas No Interconectadas.

RESUMEN

Colombia no ha sido indiferente en el tema de lograr la eficiencia energética para el país, muchos estudios realizados se han enfocado en lo que debe hacer cada agente del sector eléctrico para lograr esta eficiencia y el esfuerzo tecnológico que este desarrollo tendría. Se han identificado un total de 5 retos comunes a todos los actores involucrados en el despliegue de una red inteligente dentro del contexto colombiano. Siendo la seguridad y ciberseguridad el reto priorizado sobre los demás desde el punto de vista del nuevo rol activo del consumidor, y además teniendo en cuenta que el despliegue de infraestructura esta siendo abordado por diferente iniciativas tanto a nivel nacional como internacional. De este manera se propone una estrategia no técnica para abordar dicho reto, en una primera fase que contempla utilizar la red de fibra óptica del proyecto de interconexión nacional de fibra óptica, el perfil de usuario como nuevo activo crítico dentro del sector y una sensibilización a los usuarios; de manera que se pueda realizar una implementación a bajo costo y generar la confianza del consumidor en las redes Inteligentes

Palabras clave: Redes eléctricas inteligentes; Comunicaciones; Prosumidor; eficiencia energética.

ABSTRACT

Colombia has not been indifferent on the issue of achieving energy efficiency for the country, a lot studies have focused on that each agent in the electricity sector should do to achieve this efficiency and the technological effort that this development would have. A total of 5 common challenges have been identified to all the actors involved in the deployment of an intelligent network within the Colombian context. Being security and cybersecurity the priority challenge over others from the point of view of the new active role to the consumer, and also taking into account that the deployment of infrastructure is being advocated by different initiatives both nationally and internationally. In this way, a non-technical strategy is proposed to way this challenge, in a first phase that includes the use of the fiber optic network of the national fiber optic interconnection project, the user profile as a new critical asset within the sector and a sensitization to the users; so that it can be implemented at low cost and generate consumer confidence in Smart networks.

Keywords: Smart Grids; communications; Prosumer; Energy efficiency.

INTRODUCCIÓN

Las estadísticas muestran un crecimiento acelerado y exponencial en la demanda de energía eléctrica, no solo a nivel Colombia o Latinoamérica, sino a nivel mundial; Como país se debe revisar las alternativas para atender el crecimiento acelerado de la demanda de energía, pues en el corto plazo las grandes generadoras no serán suficientes para atender dicha demanda o para interconectar la población concentrada o las nuevas formas de consumo [1].

Las redes inteligentes o *Smart Grid* son alternativas viables para atender la demanda futura e incrementar la eficiencia del sistema; Colombia ha tenido varias iniciativas en este tema con la participación de universidades, empresa privada y entidades del gobierno; La UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) ha realizado un estudio cuidadoso para poder llevar el país a un escenario donde se puedan implementar y desarrollar redes inteligentes. Este documento se recopila los hallazgos más importantes de dicho estudio y se validan cuáles serían los esfuerzos para cada uno de los agentes del sector eléctrico y así lograr dicha implementación.

Se desconocen los retos o desafíos TIC's que tienen los agentes del sector eléctrico en Colombia en la implementación de redes inteligentes y en especial los retos del consumidor con su cambio de rol en un escenario de *Smart Grid* o red inteligente

Este trabajo de maestría de profundización tiene como propósito mostrar los desafíos y/o retos que tiene cada uno de los agentes del sector eléctrico en Colombia desde el punto de vista de tecnología de la información y las comunicaciones, y está organizado en su primer capítulo con el marco general, donde se revisa el estado actual de la infraestructura de los agentes del sector, el rol del consumidor en el escenario actual y en un escenario de redes inteligentes.

En el segundo capítulo, se describen las características de una red inteligente, los diferentes modelos de *Smart Grid* conocidos y evaluados por la UPME, con las cuatro tecnologías analizadas para Colombia, un análisis del estado actual del sector eléctrico en

Colombia desde la óptica de comunicaciones, y comparado con países que son referentes en el tema.

El tercer capítulo explica la ruta de desarrollo que la UPME ha definido para la implementación de redes inteligentes en Colombia. Haciéndolo importante porque introduce al lector en los cambios que tienen los consumidores o usuarios finales en la forma como participan en el proceso de generación y en el sector eléctrico; tema que se desarrolla en el capítulo cuarto.

El capítulo quinto enseña cómo están cada uno de los actores o agentes del sector eléctrico en Colombia en temas de comunicaciones, protocolos de comunicación usados y desarrollados, así como los medios de comunicación usados en un escenario de *Smart Grid*.

El capítulo sexto hace una recopilación de la normatividad aplicada a cada uno de los agentes de sector y como impacta positiva o negativamente en la implementación de redes inteligentes.

En los capítulos finales se identifican los retos de tecnología de la información y comunicaciones para cada agente, se organizan dichos retos utilizando una metodología AHP y se enfoca en los retos que el consumidor tiene en su cambio de rol, esto para generar una propuesta de estrategia con el cual se pueda atacar al menos un reto en la implementación de redes inteligentes en Colombia.

El capítulo diez, muestra las conclusiones y finaliza con los anexos que complementan el estudio realizado.

Cuando en el documento se mencionan a los agentes del sector, se hace referencia a los generadores, transmisores, distribuidores; y para hacer referencia a demás de los agentes del sector a los usuarios, XM, Ministerio de Minas y Energías, el estado, se denominan actores.

1 MARCO GENERAL DEL PROYECTO

Las redes inteligentes o *Smart Grid*, es una propuesta de interconexión para los agentes o integrantes del sistema energético (distribución, transmisión, distribución) y garantizar la fiabilidad del suministro energético, reduciendo los impactos sobre el medio ambiente, mejorar las condiciones de adaptabilidad al cambio del clima e incorporar elementos de competencia en la entrega de los servicios energéticos con una mayor eficiencia [2]. Introduce un cambio radical en el rol del consumidor, pues define su participación en la demanda de energía de forma activa, con capacidad de inyectar energía a la red. Este nuevo rol del consumidor-generador ha recibido el nombre de prosumidor [3].

La incorporación del rol activo del consumidor presenta un cambio de paradigma que, apoyado por el desarrollo en las tecnologías de información y las comunicaciones, las metodologías de control y monitoreo permitiría disponer de flujos de información bidireccional entre distribuidores y prosumidores [4].

El estado actual del sector energético tradicional de Colombia requiere grandes cambios en sus activos e infraestructura tecnológica, ya que se cuenta con una infraestructura envejecida con un gran crecimiento, lo que hace que su administración y control sean más compleja. Por otro lado, el consumidor no participa de la demanda, sólo es tenido en cuenta dentro del sistema para la emisión de la factura o cuando experimenta alguna inconformidad en la prestación del servicio, es decir, no es un agente activo del sector energético.

Tanto universidades como empresas colombianas están desarrollando estrategias de operación que permitan aprovechar al máximo la disponibilidad de las fuentes renovables, con una participación activa del consumidor en la demanda y el aprovechamiento de otros elementos del sistema [2].

La instalación de medidores inteligentes en los consumidores, dará espacio para que el sistema pueda realizar actividades de forma remota como lecturas, desconexión y reconexión de usuarios, detección de robo de energía, y con los datos una mejor gestión de los clientes. Este escenario permite la participación del consumidor en la gestión de la

demanda pues conocerá la información del costo de sus consumos y podrá tomar decisiones sobre su forma de consumo [5].

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) del Ministerio de Minas y Energía, propone el plan para el despliegue de *Smart Grid* para Colombia usando el esquema SGAM (*Smart Grid Architectural Methodology*). En este esquema, las TIC son un eje estructural de la arquitectura y habilitan la participación de los usuarios, para que puedan generar y aportar excedentes al Sistema Energético, haciéndolo un elemento clave en el despliegue de las redes eléctricas del futuro [6].

Con este nuevo escenario de redes inteligentes, el rol del consumidor cambia; ya no es un actor pasivo, sino que tienen la posibilidad de tomar decisiones con la información que existe a su disposición e interactuar con los demás actores del sistema [7]. ¿Qué implicaciones tecnológicas tiene el cambio de rol del consumidor? ¿Y cómo esto afecta la relación con los otros actores del Sector a nivel tecnológico para facilitar el despliegue de una red inteligente?

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general

Establecer los retos TIC de un consumidor activo en el marco de una *Smart Grid* y las posibles estrategias para afrontarlos relacionándolas con los diferentes actores del Sistema Energético Nacional, teniendo como referencia la visión de *Smart Grid* según la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia).

1.1.2 Objetivos específicos

- Profundizar el modelo propuesto por la Unidad de Planeación Minero Energética para la apropiación de *Smart Grid* en Colombia, mediante un estudio del mismo.
- Establecer el papel del consumidor en el marco del sistema energético colombiano y su rol desde el esquema de *Smart Grid* propuesto por la UPME.
- Identificar los retos TIC para cada actor del sistema energético colombiano en relación con la interacción con el consumidor, y basado en la normativa vigente, la infraestructura tecnológica actual y los cambios generados por el marco de *Smart Grid* propuesto por la UPME.

- Establecer y priorizar los retos TIC del consumidor, basado en la interacción con los demás actores del Sistema.
- Establecer una estrategia para afrontar al menos uno de los retos del consumidor basado en el estudio de experiencias nacionales e internacionales, además de las iniciativas mismas del país.

1.2 ALCANCE

Identificación de los retos de un consumidor activo a nivel de TIC en el despliegue de una *Smart Grid* en Colombia, tomando como referencia el modelo propuesto por la UPME y proponer al menos una estrategia para afrontar dichos retos en relación con los otros actores del sistema eléctrico colombiano.

1.3 METODOLOGIA

Para la realización de este trabajo, se tomará como referencia la visión de la UPME, analizando y detallando el modelo SGAM; modelo seleccionado por la entidad para implementar *Smart Grid* en Colombia. La Figura 1 muestra la metodología para la realización del proyecto, identificando las 6 fases principales.

Se identifican las condiciones en que el consumidor debe operar y cómo será su transformación bajo el modelo *Smart Grid*, puesto que su participación en el Sistema Energético Nacional es activa, integrándose a la gestión de la demanda para la toma de decisiones.

Identificadas las condiciones de operación del consumidor, bajo la visión de *Smart Grid* en el modelo SGAM, se determinan los retos que éste tiene como un nuevo actor que participa de forma activa en el Sistema Energético Nacional.

Se realiza la identificación los elementos comunes y de la situación actual de cada agente con relación a sus funciones, la infraestructura tecnológica y la normatividad existente; esta información, es confrontada o comparada con los lineamientos del modelo SGAM propuesto por la UPME.

Existe referencia bibliográfica que documenta las experiencias de implementación del modelo SGAM en otros países, esta sirve de referencia para identificar las buenas prácticas

en el proceso de adaptación del modelo. Para conocer el estado actual de la infraestructura tecnológica y la normatividad vigente que aplica a cada uno de los actores del Sistema Energético en Colombia, se consulta con expertos.

A partir del comparativo realizado entre la situación actual y los lineamientos de la UPME, se analizan y determinan cuales son los retos TIC que tiene el consumidor en la implementación de *Smart Grid* para Colombia; y su interrelación con los retos de otros actores.

Realizado la identificación de los retos que tiene el consumidor en la implementación de Smart Grid en Colombia, se plantea al menos una estrategia como resultado del análisis de dichos retos.

Al final de este trabajo se propone contar con la formulación de al menos una estrategia que ayude a integrar activamente a los consumidores en la demanda, analizando los retos TIC que cada actor del mercado tiene cuando el escenario de redes inteligentes sea un hecho en Colombia.

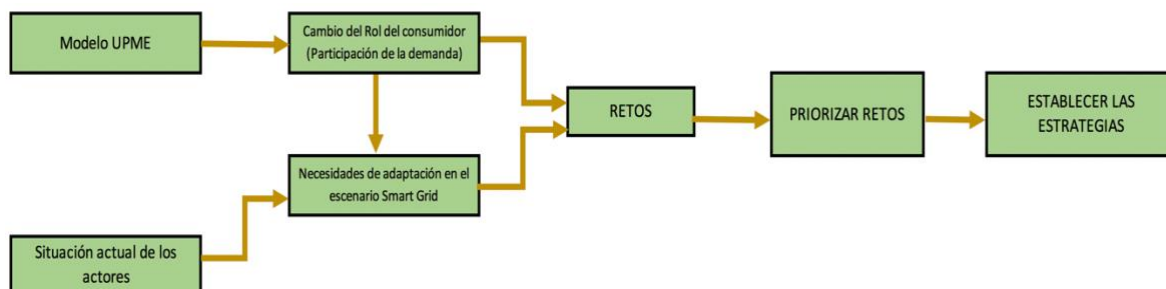


Figura 1. Representación gráfica de la metodología a utilizar

Fuente: Elaboración propia.

2 REDES INTELIGENTES O SMART GRID

En *Smart Grid* o red eléctrica inteligente, es un conjunto de elementos activos y pasivos de la red eléctrica convencional que, sumados a los servicios y beneficios de las tecnologías de comunicación, se consigue una generación eléctrica eficiente, confiable, continua y segura; se caracteriza por un flujo bidireccional de energía y comunicación. [5]

La red eléctrica inteligente, pretende desarrollar una red eléctrica eficiente y confiable, con mayor fiabilidad y calidad en el suministro, usando o beneficiándose de los adelantos tecnológicos de las TIC's. Con la implementación de *Smart Grid* o redes eléctricas inteligentes, se espera disminuir los costos en el suministro de energía, realizando poca inversión en infraestructura. Adicional, les permitirá a los usuarios tener control de su consumo y se espera que los precios de consumo también se reduzcan. [8]

El *Smart Grid European Technology Platform ETP SG*, Define *Smart Grid* como: “una red que integra de forma inteligente, las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores y consumidores que son ambas cosas para el suministro de electricidad de forma eficiente, sostenible, segura y a un bajo costo” [9].

Para entender, como funciona un sistema de *Smart Grid*, se debe revisar el sistema eléctrico convencional, su estructura, su operación y los cambios propuestos en el modelo para lograr un sistema inteligente y confiable [10].

Como sistema eléctrico de potencia que integra tecnología de control, información, computación distribuida, sensores y otros elementos, se puede ver que *Smart Grid* no es solo un concepto o modelo que integra diferentes tipos de tecnologías, como las de comunicación y control, puede transformar la red eléctrica convencional utilizando un modelo de generación distribuido, haciéndolo más flexible y económico, y reduciendo los costos de energía. Un aspecto relevante es el soporte que debe tener el flujo de energía bidireccional y su capacidad de interactuar directamente con el usuario, sistemas de medición avanzada, ciberseguridad y medios de almacenamiento distribuido como los vehículos eléctricos [11]. Hay que hacer énfasis en la característica más importante de las

redes inteligentes eléctricas, pues debe soportar el flujo bidireccional de energía. Como se puede apreciar en la Figura 2, el modelo convencional de generación, los flujos de energía van en un solo sentido, desde los grandes generadores (Térmicos e hidráulicos) a los consumidores finales sean industriales o particulares. En los modelos de *Smart Grid*, la generación es distribuida, más cerca de las zonas de concentración y consumo, incorporando una capacidad de almacenamiento, donde el usuario final tiene un rol activo, pues son capaces de proveer energía al sistema y por ende a otros usuarios [12].

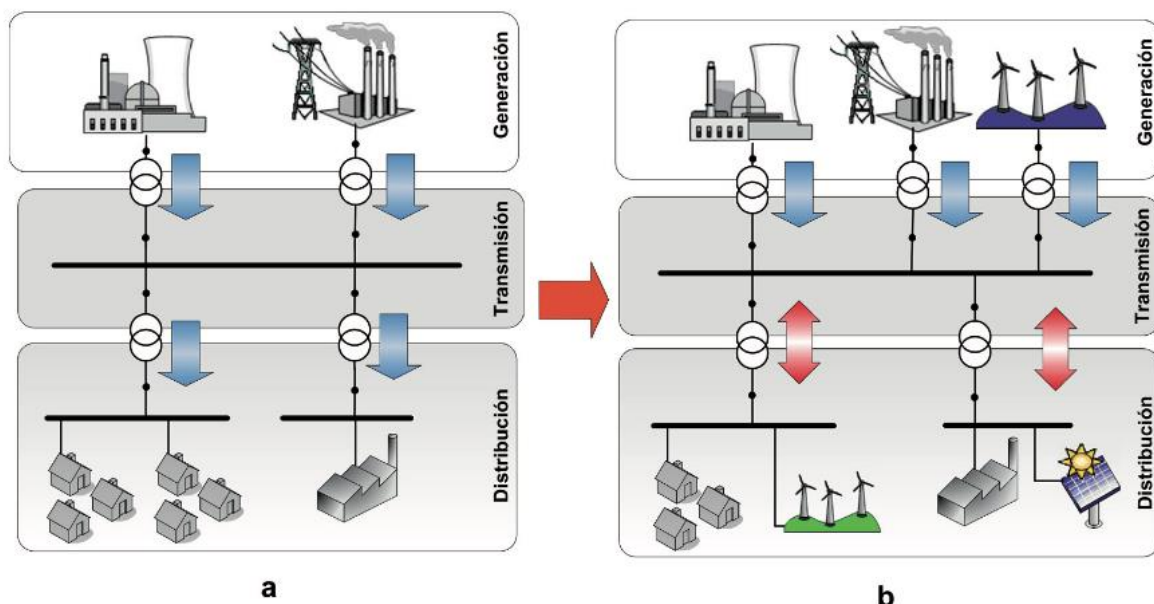


Figura 2. Sistemas de energía eléctrica convencional y redes inteligentes Modelos de Smart Grid

Fuente: Elaboración a partir del documento UPME 2030

En un sistema de comunicación bidireccional, la información entregada por los consumidores al sistema, puede permitir una operación más efectiva de la red eléctrica, nuevos servicios a los usuarios como complemento a la prestación del servicio eléctrico. Como el monitoreo en línea del consumo, negociación de la energía con los sistemas de almacenamiento distribuido, carga de vehículos eléctricos, entre otros [13].

El fomento y promoción de energías renovables como la eólica y fotovoltaica, integradas a la red de distribución, hace que los usuarios se conviertan en proveedores de energía; existen factores a considerar en el diseño del modelo de redes inteligentes como la intermitencia de las fuentes de energías renovables, pues está relacionada a las

condiciones climáticas. Es importante desarrollar en el modelo, combinación de diferentes tipos de fuentes con las herramientas de predicción climática para la integración de dichas fuentes a la red inteligente. [14]

2.1 CARACTERISTICAS DE UNA RED INTELIGENTE O SMART GRID

Una red inteligente o *Smart Grid*, tiene una característica fundamental de aporte de generación, donde cualquier actor de la red que esté conectado, tiene la capacidad de aportar energía al sistema; se promueve la autogeneración sin suplir el 100% de su demanda. Para el sector energético, se entiende que es un desafío, pues debe integrar a la red convencional otros generadores no convencionales como las fuentes de energía renovable y otros elementos como bancos de baterías para el almacenamiento local, así como el control de la red de transmisión de forma distribuida; pues debe tener la capacidad de comunicarse en tiempo real con cada uno de los actores del sector energético. Esto requiere de medidores inteligentes, sistemas de comunicación unificado, disminuir los costos de la automatización, y relacionar a todos los actores entre sí. [15]

Otros elementos que caracterizan la red inteligente o *Smart Grid* son:

- **Autogestión:** Permite la corrección de errores e incidentes dentro de la red, validando ubicación, distancia del punto más cercano y condiciones.
- **Ciberseguridad:** Protocolos de seguridad estables, que disminuyen el riesgo de incidentes de seguridad.
- **Consumidor activo:** Cambia el rol del consumidor, incentivando la generación local y entregando al sistema los excedentes de generación para nivelar la carga en horas pico.
- **Microredes:** Permite construir microredes o seccionar la red en pequeñas redes que integran otros medios de generación, como los renovables y elementos de almacenamiento.
- **Optimización de activos:** Automatización de todos los elementos que conforman la red eléctrica.

2.2 MODELOS DE SMART GRID

Existen diferentes modelos o metodologías para el desarrollo e implementación de *Smart Grid*. En breve se explicarán algunas de las que han sido relevantes a nivel internacional y/o han tenido impacto por el marco de aplicación o por la arquitectura planteada.

2.2.1 IEEE P2030

El estándar IEEE P2030, fue concebido para la interoperabilidad de las Redes Inteligentes; es un marco que incluye los protocolos y estándares para redes inteligentes, bajo este estándar se define la terminología utilizada y las definiciones; proporciona una hoja de ruta en la implementación de los componentes y aplicaciones en las redes inteligentes. Este estándar tiene tres (3) enfoques, los sistemas energéticos, las comunicaciones y las tecnologías de la información. Cada enfoque tiene siete dominios: Generación a gran escala, transmisión, distribución, servicios, negocios, control de la operación y los clientes. Presenta una falencia en la relación entre los enfoques. [16]

2.2.2 GWAC (Gridwise Architecture Council)

Es un modelo conceptual que ayuda en la identificación de los protocolos y estándares para permitir la interoperabilidad, Protección de la red, y el modelo de arquitectura a usar. Está estructurado en tres categorías, organizacional, informativo y técnico; a su vez, las categorías contienen niveles que en total suman 8 niveles. Todos están enfocados en la infraestructura eléctrica e informática. [17] La Figura 3 describe el modelo GWAC.

Categoría	Nivel	Descripción	Enfoque
Organizacional (pragmatico)	Políticas regulatorias Políticas económicas	Explica las relaciones entre los elementos del sistema y los individuos. Se definen las relaciones comerciales, jurídicas o normativas, en el mercado eléctrico.	Infraestructura eléctrica
	Objetivos del negocio		
	Procedimientos del negocio		
Informativo (Semántico)	Contexto del negocio	Explica el contenido, la estructura de los datos y el flujo de la información. Como es el intercambio de información, el lenguaje utilizado y su interpretación.	Infraestructura Informática
	Entendimiento semántico		
Técnico (Sintaxis)	Interoperabilidad sintáctica	Explica las conexiones físicas y de comunicaciones ente los dispositivos y sistemas. Define el formato para los datos y la información.	Infraestructura Informática
	Interoperabilidad de redes		
	Conectividad básica		

Figura 3. Modelo GWAC

Fuente: Elaboración propia a partir de Reporte Maturity Models 101. Richard Caralli, Software Engineering Institute [17]

2.2.3 SGMM (Smart Grid Maturity Model)

El modelo de madurez de las redes inteligentes, es una herramienta de gestión en la implementación de redes inteligentes. Propuesto por la Universidad de Carnegie Mellon, en Pennsylvania, este modelo ayuda a realizar mediciones cuantitativas y prioriza las estrategias que se definieron en la implementación de redes inteligentes [17].

El modelo SGMM provee un enfoque sistémico que integra todas las necesidades de modernización de la red convencional con todos sus elementos, como son, tecnología, procesos y dominios. Está conformado por cinco (5) niveles que identifican cada una de las etapas en el proceso de madurez de las redes inteligentes en cada dominio, y 8 dominios que son las agrupaciones y características de las redes inteligentes. Tabla 1 características por dominio [17].

Tabla 1. Ejemplo de etapas en el proceso de madurez

Sigla	Dominio.	Características
SMR	Dominio de estrategia, administración y regulación	➤ Visión y estrategia de las Redes inteligentes ➤ Colaboración con las partes interesadas ➤ Su guía en la transformación la constituyen, las comunicaciones, la gestión y la integración
OS	Estructura organizacional	➤ Alinear para lograr la transformación ➤ Cambios en las comunicaciones, cultura, estructura ➤ Gestión del conocimiento ➤ Aprovechar las oportunidades que ofrece la red inteligente
GO	Operación de la red eléctrica	➤ Revisa las características de confiabilidad, seguridad y eficiencia de la red eléctrica ➤ Revisa la madurez de las operaciones en la red (automatización) ➤ Alto grado de conocimiento de la red eléctrica
WAM	Gestión de activos y talento humano	➤ Maneja la relación entre el talento humano y los activos del sector eléctrico
TECH	Tecnología	➤ Planificación de la tecnología enfocada en redes inteligentes ➤ Adquisición, evaluación e integración de la tecnología de redes inteligentes ➤ Reducción de riesgos (seguridad, interoperabilidad, rendimientos y costos) ➤ Estándares relevantes en el sector
CUST	Cliente	➤ Participación activa o pasiva del cliente en las redes inteligentes ➤ Activa (gestión automática de su propia carga y FNCER) ➤ Pasiva (administración de la carga y FNCER por la empresa)
VCI	Integración de la cadena de valor	➤ Capacidades y características para el logro de la implementación de redes inteligentes ➤ Garantizar el logro de la producción y entrega de la energía.
SE	Sociedad y ambiente	➤ Revisa el logro de los objetivos sociales ➤ Asegurar la infraestructura de energía eléctrica ➤ Impacto del uso de la energía en el medio ambiente ➤ Toma de decisiones del cliente y reducción del impacto ambiental

Fuente: Elaboración propia tomado del documento Smart Grid Maturity Model. Carnegie Mellon University

2.2.4 SGAM

Esta arquitectura es compatible con diferentes soluciones de redes inteligentes, e implementaciones en la red eléctrica; se enfoca en la evolución de las redes inteligentes utilizando algunos principios como coherencia, interoperabilidad, localización, flexibilidad y universalidad. Hoy es uno de los modelos que más países tienen como referencia. Está representado por cinco (5) capas, cinco (5) dominios y seis (6) zonas; las capas se pueden superponer logrando la interoperabilidad requerida por las redes inteligentes. Sus cinco (5) dominios son: generación, transmisión, distribución, recursos energéticos distribuidos y usuarios finales; estos representan los agentes del sector eléctrico adicionando los usuarios con un rol activo y proponiendo la generación más cerca de los centros de población. Las zonas: Proceso, campo, estación, operación, industria y mercado. Representan el sistema de gestión de potencia del sector eléctrico [18].

Es importante analizar la interoperabilidad de sus capas y entender las oportunidades comerciales y de negocio que existen; en La Figura 4 se pueden ver las 5 capas, los 5 dominios y las 6 zonas.

En la capa de negocio, por ser la capa superior, permite trabajar los modelos de regulación energética, creación de políticas y economías emergentes. Los agentes de mercado tienen las herramientas para realizar tomas de decisiones, así como la generación de nuevos modelos de negocio.

Las capas siguientes se caracterizan por su enfoque técnico. La capa funcional se beneficia de la tecnología desarrollada y busca realizar controles a los procesos operativos del sector. Crea nuevos servicios a todos los agentes.

La capa de información contiene los objetos, los modelos, la clasificación de los nodos de la red. En esta capa se determinan los protocolos y estándares, así como la estructura de la información contenida en la red.

La capa de comunicación es la responsable de garantizar que la información sea reconocida en las otras capas, se identifican los estándares y protocolos de comunicación, así como el lenguaje de interpretación de la información.

La capa más baja del modelo es la capa de componentes, en esta capa participan todos los elementos del sistema de potencia, los controles físicos de la operación y toda la infraestructura de telecomunicaciones. [19].

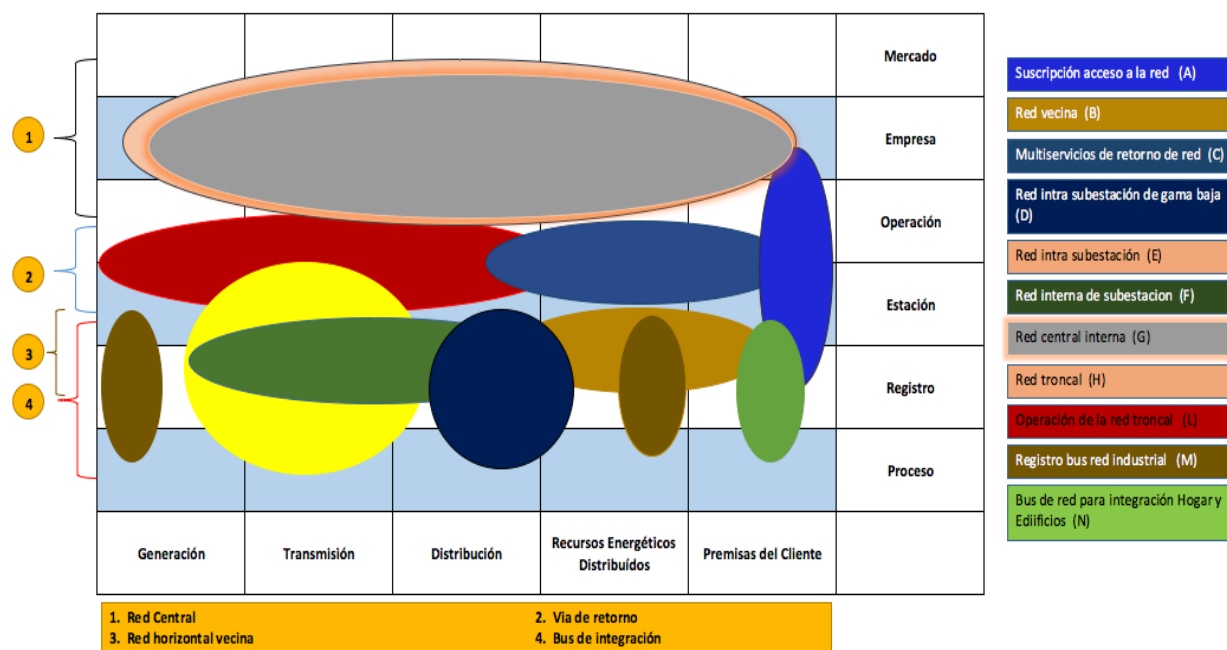


Figura 4. Mapa de las diferentes redes inteligentes del modelo SGAM

Fuente: Elaboración propia a partir del documento de la UPME Visión 2030 Capítulo I

2.2.5 SMART GRID COMPASS

Este modelo realmente es una encuesta que ayuda a las organizaciones a determinar el nivel de madurez en la implementación de redes inteligentes. Está representado en seis (6) niveles y doce (12) secciones; a mayor posición dentro del nivel, indica que la compañía está liderando un nivel de madurez donde se pueden impulsar nuevos modelos de negocios [20].

Este modelo fue propuesto por la empresa SIEMENS, y se inclina más como un modelo de consultoría, pues define un camino apropiado para la creación, modificación o ampliación de una red inteligentes “*Smart Grid*”. Ver Tabla 2.

Tabla 2. Madurez para el modelo Smart Grid (Niveles)

Madurez (Nivel)	Descripción	Características
0	Básico	Cuando se comienza el estudio, se comienza con este nivel.
1	Iniciando	La organización está en el proceso de implementación, ya ha pasado la etapa de estudio.
2	Estableciendo	Se ha avanzado en la etapa de implementación de algunas funcionalidades, le ayudarán a mantener la modernización.
3	Integrando	Se integran los conceptos de redes inteligentes con los conceptos culturales dentro de la organización.
4	Optimizando	La organización define el modelo de redes inteligentes y se desarrolla el modelo de implementación, lo cual ayuda al rendimiento dentro de la organización.
5	Liderando	Se desarrollan nuevos modelos de negocios y se encamina la organización enfocado en las nuevas tendencias.

Fuente: elaboración propia a partir de integrated smart grid strategy [20].

El modelo Smart Grid Compass, establece un marco dividido en cuatro (4) cuadrantes que identifican las líneas centrales del negocio en una empresa del sector eléctrico. Todos están unidos a la organización inteligente, la cual es necesaria para implementar los cambios estructurales en una empresa, ver Figura 5.



Figura 5. Marco de trabajo modelo Smart Grid Compass

Fuente: Elaboración propia a partir del documento INTEGRATED SMART GRID STRATEGY

Smart Grid Compass, desarrolla estos procesos en tres (3) objetivos interconectados. Comerciales, capacidad empresarial y tecnología. Están conectadas entre sí, por un catálogo de iniciativas basadas en experiencias de proyectos anteriores en entornos de *Smart Grid*; Pueden proporcionar una visión más integrada revisando las mejoras del proceso, a través del desarrollo y aplicación de las tecnologías [20].

2.3 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN COLOMBIA Y SUS RETOS

Colombia es un país geográficamente complejo donde la población rural es representativa y mantienen largas y extensas redes radiales para el suministro de energía a todos por igual; contiene algunas particularidades.

Existen pérdidas técnicas y no técnicas en las redes de transmisión las cuales han sido corregidas, pero hoy mantienen porcentajes superiores en comparación con países desarrollados o en similares condiciones que Colombia [21].

En los entornos urbanos, la curva de demanda contiene picos en ciertos horarios de consumo, los cuales ayudan a que existan pérdidas técnicas; existen esfuerzos en determinar cómo aplanar la curva de demanda; y para esto los medidores inteligentes, pueden ayudar; así como la generación de energía distribuida a través de las fuentes renovables muy cerca de los entornos urbanos.

Las pérdidas no técnicas también son analizadas por los distribuidores y transmisores para determinar los mecanismos que eviten estas pérdidas y que permita facturar el consumo completo. Los medidores inteligentes, pueden ayudar en este control, permitiendo el consumo prepago en las zonas subnormales [21].

En términos generales las redes eléctricas colombianas, en comparación con los países desarrollados o en similares condiciones presentan porcentajes de calidad superiores; esta medición depende en gran medida del entorno poblacional (densidad de las poblaciones e indicaciones de ruralidad). Sin embargo, se necesitan fuertes mejoras en el mallado de la red de distribución para que permita actividades como reconfiguración y detección automática de fallas; construcción de un sistema de información que sirva para el análisis de todos los actores del sistema. Ver Tabla 3.

Tabla 3. Comparativo de procesos en el modelo tradicional y el modelo Smart Grid

OPERACIÓN	ESTADO ACTUAL	RETO EN EL MODELO SG
<i>Lectura y Operación remota.</i>	➤ Lecturas manuales ➤ Algunos casos lectura remotas ➤ Generadores envían lecturas al agente regulador	➤ Lecturas y monitoreo de los flujos de potencia ➤ Eliminación de desplazamiento de personal para toma de lecturas ➤ Disminución de costos
<i>Ajuste de la potencia en forma remota</i>	➤ No se puede	➤ Cambios en la potencia desde el usuario en tiempo real según necesidades ➤ Reducción de costos
<i>Detección de alteración de los contadores</i>	➤ Validación manual y en sitio	➤ Disminución de las perdidas por hurtos o manipulaciones. ➤ Implementación de controles para evitar las alteraciones
<i>Información de consumo en tiempo real</i>	➤ No existe ➤ Se consolida en el periodo 24 ➤ Históricos de información en frecuencia mensual	➤ Disponer de información del consumo en tiempo real. ➤ Información de tarifas, consumo puntual, históricos, perfil de consumo, cambio de hábitos de consumo. ➤ Calculo de ahorros.
<i>Modelo de tarificación horaria</i>	➤ Regulación no lo permite	➤ Implementación de tramos horarios ➤ Modificación de hábitos de consumo ➤ Desplazamiento de las cargas de consumo, evitando los picos
<i>Desarrollo de generación distribuida.</i>	➤ Consumo propio con FNCER	➤ Capacidad de medida entrante y salida para los auto generadores ➤ Estabilidad del suministro.
<i>Gestión activa de la carga.</i>	➤ No es posible con la tecnología actual ➤ Picos de consumo (precios hora valle, hora pico)	➤ Conexión y desconexión de la carga según necesidad ➤ Aplanamiento de la curva de consumo

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Visión 2030

Superada la crisis de los años 90 en el sector eléctrico, y las enseñanzas de lo que se debe tener en cuenta, algunos países de Europa, empiezan a generar políticas de integración económica, con el propósito de tener libre competencia, precios justos, estabilidad en el

suministro energético y seguridad para cada uno de los actores del sistema; En el documento Estrategia energética Europea visión 2020, se fijaron objetivos de asegurar los sistemas eléctricos para el año 2035, donde se optimicen los costos, el impacto ambiental, calidad y fiabilidad en el suministro de energía, integrando al sistema las fuentes de generación renovables.

Algunos retos identificados en este plan estratégico de Europa, son:

- El sistema debe ser compatible con el sistema tradicional de tal forma que se pueda establecer una interconexión a las redes europeas.
- Superar las barreras legales y de normatividad, construyendo nuevos marcos legales y de mercado.
- Generar incentivos socioeconómicos para cambiar los patrones y comportamiento en el consumo.
- Tener un control de los sistemas de la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica, así como permitir el consumo flexible.
- Contar con medios de almacenamiento de la energía para aportar continuidad de generación desde las fuentes no convencionales.
- Contar con un sistema de información y comunicación que gestione y administre la supervisión, y medición del sistema eléctrico [22].

De los retos tecnológicos identificados, la prioridad está en el siguiente orden.

1. Lograr la penetración y masificación de las fuentes de generación con renovables, así como un sistema de almacenamiento.
2. Medición del consumo a los usuarios finales en tiempo real.
3. Supervisión de los sistemas y las micredes, logrando la autoreparación, “*self-healing*”
4. Modelamiento de la red utilizando las diferentes técnicas.
5. Seguridad, integridad y privacidad de la información
6. Sistemas de protección.

Para lograr características de una red inteligente, hay que dotar la red eléctrica convencional de elementos técnicos y tecnología para alcanzar los beneficios y objetivos

energéticos planteados. Esto es posible teniendo una infraestructura de TIC que facilite y soporte las aplicaciones que interactúan con la “inteligencia” de la red. Para la iniciativa Colombia inteligente, se estudiaron cuatro (4) tecnologías.

2.3.1 Infraestructura de Medida Avanzada (AMI).

La red necesita aplicaciones que validen el estado de la red desde el lado del generador y desde el consumidor; y tener información suficiente para realizar toma de decisiones, así como los medios adecuados para el envío y recepción de consignas y órdenes. Aquí es importante contar con elementos que realicen la validación del estado de la red en puntos relevantes como son, subestación, transformadores de reparto y transformadores principales. También se incluyen elementos que realicen la medición en los usuarios implementando nuevas funcionalidades, además de realizar lecturas remotas, abre la posibilidad de cambiar el rol del consumidor haciendo su participación más activa [6]. Las funcionalidades que se pueden lograr realizando la implementación de esta tecnología se pueden observar en la Tabla 4.

Tabla 4. Funcionalidades y beneficios de la tecnología AMI

Funcionalidad	Beneficios
<i>Operación remota</i>	➤ Lectura de contadores de forma remota; ➤ Detección de manipulación a contadores y elementos activos de la red; ➤ Información disponible para el usuario en tiempo real.
<i>Tarificación horaria.</i>	➤ Modelo de tarificación por tramos horarios; cambios en los hábitos de consumo;
<i>Gestión de la demanda</i>	➤ Aplanamiento de la curva de demanda; conexión y desconexión de la carga según necesidad-

Fuente: Elaboración propia a partir del artículo Redes de Comunicación en Smart Grid pag 38

2.3.2 Automatización de la Red (ADA).

Es importante desarrollar una infraestructura que permita el monitoreo remoto de la red, pues además de mejorar la continuidad y la calidad en la prestación del servicio, abre

nuevas posibilidades para el desarrollo de recursos distribuidos (DER). En la Tabla 5, se enuncian las funcionalidades y beneficios de contar con la automatización de la red; elementos que permitan reconfiguración de la red en caso de fallas o modificaciones con el menor tiempo de afectación y corte del servicio al usuario, mejorará la eficiencia técnica del sistema [6].

Tabla 5. Funciones y beneficios automatización ADA

Funcionalidad	Beneficios
Control remoto en los elementos de la red de distribución (telemando).	➤ Reducción de tiempos en cortes de suministro ➤ Mejora la continuidad del servicio.
Localización de fallas	➤ Ubicación rápida y temprana de la falla en la red. ➤ Reducción de tiempos de atención de los servicios.
Auto cicatrización (self-healing)	➤ Propiedad de la red de autocorregirse, conociendo la localización de la falla y los recursos necesarios para recuperar el servicio.
Reconfiguración automática.	➤ Información de la topología de la red ➤ Balance de flujos de energía ➤ Evitar o disminuir las sobrecargas de la red.
Gestión de activos	➤ Mejorar el mantenimiento de la red ➤ Mejorar la vida útil de los elementos de la red. ➤ Mejorar la inversión de los elementos claves de la red.

Fuente: Elaboración propia a partir del artículo UPME 2030 parte1

2.3.3 Recursos Energéticos Distribuidos (DER).

Posibilita la integración rápida de los procesos de generación en pequeñas cantidades o micro-generación al sistema, pues permite la conexión de las redes de media y baja tensión al estar ubicadas estratégicamente cercanas a los centros de consumo. Para mencionar algunas de sus ventajas y beneficios, se construye la Tabla 6.

Tabla 6. Funciones y beneficios recursos energéticos distribuidos (DER)

Funcionalidad	Beneficios
Reducción de pérdidas técnicas por el transporte de energía en largos tramos	Complemento del sistema como contingencia o en eventos críticos
Mejora la eficiencia de la red.	Mejora la calidad en el suministro de energía
Disminuye la dependencia de grandes generadores	Cambia el rol pasivo del consumidor a un rol activo.
Posibilita el almacenamiento de energía	Posibilita la generación a través de fuentes renovables.

Fuente: Elaboración propia a partir del artículo UPME 2030 parte 1

2.3.4 Movilidad Eléctrica (VE).

En el mediano o corto plazo la tendencia de movilidad utilizando el sistema electrificado será una realidad; el objetivo de muchos países es la disminución de la contaminación generada por el sistema de transporte que utiliza las fuentes de origen fósil. Estos vehículos tienen baterías de almacenamiento de energía los cuales utilizarán el sistema para realizar la carga y recarga sin restricción de periodos; el desafío es poder controlar y gestionar la demanda al permitir incluir nuevos elementos en el sistema eléctrico nacional sin alterar la curva de consumo, por el contrario, tomando los elementos como almacenamiento de energía para uso en eventos críticos [6].

Según [2], las diferentes tecnologías que se pueden adoptar para redes inteligentes en Colombia se muestran en la Figura 6.

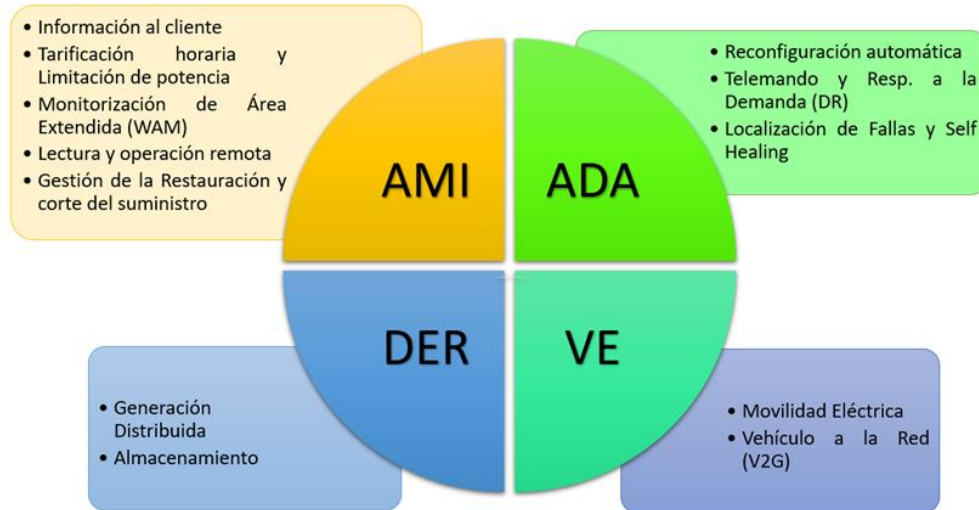


Figura 6. Tecnologías para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia

Fuente: Elaboración propia a partir del documento *Smart Grid Colombia 2030 Parte 1*

2.4 CARACTERÍSTICAS DEL CONSUMIDOR

La interactividad del cliente en la gestión del consumo de energía básicamente ha estado limitado a controles que impactan directamente sobre la carga, programas de cambio a bombillos ahorradores, iluminación tipo LED, cohibirse de aparatos electrónicos de alto consumo, entre otros, que han mejorado el consumo de energía de los usuarios. Bajo el modelo de *Smart Grid*, el usuario puede tomar decisiones de consumo para controlar la demanda según sus posibilidades financieras y socioeconómicas. Algunos autores estiman que la Red Eléctrica inteligente, pueda ser interactiva tanto del lado de la generación, como del lado del consumidor y en el corto plazo, se espera que cualquier persona del común que participe del sistema energético, pueda tener acceso a otros servicios incluidos dentro de la demanda de energía [5].

Los contadores inteligentes, el control electrónico de los dispositivos, las nuevas formas de comunicación, la gestión local del consumo y el despertar de la conciencia de los usuarios, serán elementos claves para una prestación del servicio energético, pues generan valor a todos los involucrados. La medición y gestión a través de las redes de hogar o HAN (*Home Area Network*) utilizando sistemas de comunicación similares a los usados por los agentes

transmisores y distribuidores, serán útiles en la integración de los procesos de negocios y los actores participantes del sector eléctrico [5].

El consumidor residencial, puede conocer el compartimiento de la demanda y desplazar su consumo a los periodos donde el costo de energía sea más económico, obteniendo ahorro que será reflejado en la facturación mensual. Este cambio de comportamiento beneficia al usuario final en ahorros sustanciales, y al sistema, debido a que no presenta picos de consumo, aplanando la demanda de energía, los cuales debe atender con generación adicional y en condiciones no controladas.

2.5 VISIÓN INTERNACIONAL

Son muchas las organizaciones a nivel internacional que siguen presionando para que el mundo tenga las condiciones en las que se pueda cumplir las necesidades básicas de sus habitantes de forma permanente, en armonía con el medio ambiente y sin contaminación; Algunos países de Europa, Estados Unidos y Asia, han sido pioneras en estos temas, pues han adoptado tecnologías verdes y las TIC's como el medio o la forma para cumplir dichos objetivos. Se han desarrollado sistemas integrados para construir ciudades verdes e inteligentes.

Las estadísticas muestran que la generación de electricidad usa el 32% del combustible fósil en el mundo y es el responsable del 41% de emisión de gases CO₂. Hay iniciativas que buscan disminuir la dependencia del combustible fósil para la generación reemplazándolas por fuentes verdes, lo cual tendría impacto sobre el clima, medio ambiente, y mejorar la eficiencia en el suministro eléctrico. [23]

Para el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, es necesario modernizar la infraestructura de redes en transmisión y distribución, permitiendo que el flujo de energía corra en ambos sentidos. También es importante, dotar la red de medidores inteligentes en el usuario final con capacidad de realizar alto procesamiento de información en tiempo real [24]. Algunos autores relacionan que una implementación de redes eléctricas inteligentes debe seguir ocho (8) pasos. Ver Figura 7.

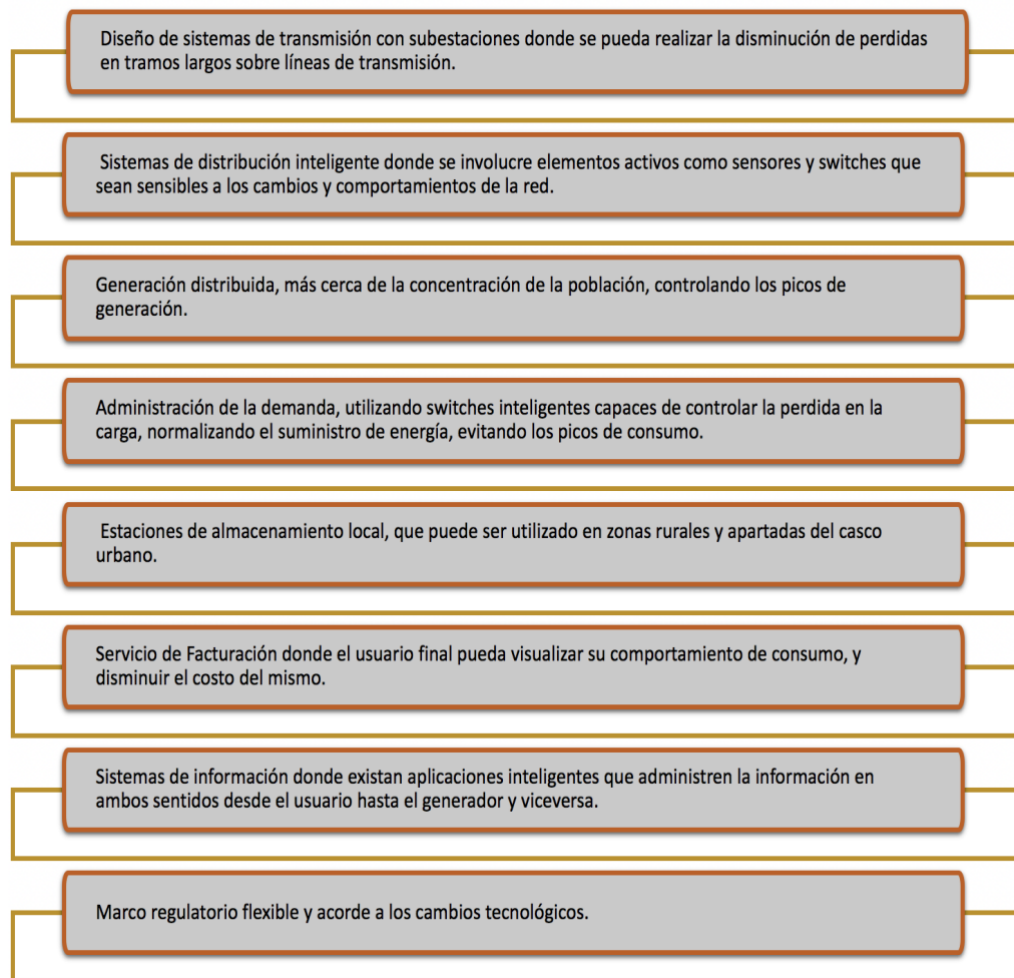


Figura 7. Ocho (8) pasos para la implementación de redes eléctricas inteligentes

Fuente: Elaboración propia a partir del documento "The present and future of smart power grid in developing countries"

2.5.1 Unión Europea

Varios países de la Unión Europea han mostrado iniciativas y realizando inversión en redes eléctricas inteligentes. Alemania, Reino Unido, Italia, Francia y Dinamarca han mostrado proyectos de integración de fuentes no convencionales de energía y desarrollo de redes inteligentes. El propósito base para estos proyectos, además de lograr una estabilidad energética, es disminuir la emisión de CO₂ antes del año 2020. Reino Unido definió tener una reducción del 80% de emisiones de CO₂ para el año 2050, tener una participación con un 15% de fuentes renovables antes del 2020 [6].

Entidades del Estado Europeo están trabajando en mutuo acuerdo para desarrollar cambios estructurales en el mercado eléctrico; la intención es crear incentivos para que nuevos participantes lleguen al mercado eléctrico; también hay otros frentes de trabajo, cuyo propósito es el desarrollo y la adaptación de redes eléctricas inteligentes. ENSG coordina los trabajos para disminuir la emisión de gases CO₂; SMART GRID FORUM identifica las barreras y retos de la Unión Europea para el despliegue de redes inteligentes; Electric Market Reform – EMR tiene como objetivo el despliegue de contadores o medidores inteligentes, en la Unión Europea [25].

El proyecto DISCERN, tiene por objetivo el monitoreo y control de las redes de distribución de forma más eficiente. Existen acuerdos entre prestadores de servicios del sector eléctrico, proveedores y consumidores como el SMARTGRID GB, cuyo fin es entender el compromiso de todas las partes e integrantes del sector en el despliegue de *Smart Grid* en la Unión Europea [26].

2.5.2 Estados Unidos

Actualmente Estados Unidos tiene una demanda energética superior a los 4.5 TWh, de los cuales el 11% es atendido con fuentes renovables. Se espera que para el año 2035, la participación de fuentes renovables en la generación de energía supere el 15%; y los retos para lograrlos están en mejorar y control y monitoreo de la operación en las redes de transmisión de alto voltaje a través de su largo recorrido desde las generadoras hasta los centros de consumo [6]. Las redes eléctricas inteligentes, podrán controlar las redes de transmisión otorgando mayor precisión. Otro reto está en mejorar la automatización del control y monitoreo en las subestaciones en las redes de distribución realizando la configuración bidireccional y atendiendo las fallas de manera oportuna desde la subestación sin interrumpir el flujo de energía [27].

2.5.3 Brasil

Brasil con una población por encima de los 200 millones de habitantes, tiene una demanda energética superior a 403 TWh y con una proyección a 2020 de 700 TWh, lo cual hace que sea un buen escenario para el desarrollo de redes inteligentes. Algunos inversionistas han realizado proyectos encaminados al desarrollo de redes inteligentes, como lo es SIEMENS [28] .

La distribución de su canasta energética esta así:

- El 80% de su demanda de energía, es suministrada por fuentes Hídricas
- 10% de su demanda de energía es atendida con importaciones

El restante con térmicas y otras fuentes; Brasil tiene algunas iniciativas de generación no convencional utilizando la marea en épocas de sequías y generación eólica. Esta última con proyección hacia el 2030 de 6.830 TWh [27].

Incentivando la inversión extranjera, Brasil implementó el PAC Plan de aceleración del crecimiento, donde busca ampliar la red de transmisión y distribución, alternativas de generación con renovables, a través de incentivos tributarios.

2.5.4 Chile

Chile es un referente mundial por su reforma integral en el sector eléctrico implementado cuando terminó la segunda guerra mundial; tiene 4 sistemas eléctricos independientes (SING o sistema interconectado del Norte Grande, SIC o sistema interconectado Central, SEA y Sistema eléctrico de Magallanes); los cuales satisfacen la demanda nacional así: el primer sistema suministra el 30,17%, el segundo sistema, suministra el 69.01%, el tercer sistema suministra el 0.3% y el cuarto sistema el 0.6% [29].

En Chile debido a sus condiciones geográficas y climáticas, el recurso renovable más usado es el agua, el recurso hídrico participa con más del 42% de la canasta energética del país; no obstante, por los períodos de sequías y por el impacto ambiental, el país busca otras formas de generación. La generación térmica también tiene participación de la canasta energética y algunas fuentes no convencionales de generación participan en menor proporción (2.4%) y va en aumento según su participación según estudios [30] .

La Tabla 7, muestra un resumen de las iniciativas internacionales.

Tabla 7. Iniciativas fuera de Colombia

<i>Unión Europea</i>	<i>Estados Unidos</i>
➤ Participación activa del estado en los proyectos de Smart Grid ➤ Proyectos de innovación con financiación a largo plazo ➤ Incentivos ajustados según necesidades ➤ Implementación de contadores inteligentes. Despliegue del 80% para el año 2020. ➤ Involucran al consumidor final, dando participación activa en los proyectos. ➤ Generación con Eólica y Biomasa	➤ Adopción de TIC como alternativa para fortalecer el sector y ser competitivos. ➤ Proyecto CIRCA y créditos fiscales para inversión en proyectos de generación con renovables. ➤ Proyección a 2035 con generación de fuentes renovables que cubran el 15% de la demanda total. ➤ Proyectos de movilidad usando electricidad ➤ Proyectos de generación distribuida, disminución en costos. ➤ Desarrollo de las TIC's como política pública.
<i>Brasil</i>	<i>Chile</i>
➤ Fomentos a la investigación y desarrollos del sector energético. ➤ Incentivos tributarios para el desarrollo TIC en el país ➤ La regulación no es integral para los sectores (energía y TIC) ➤ Revisión de incentivos para los usuarios finales ➤ Eliminación de barreras tributarias ➤ Lecturas inteligentes con generación distribuida. ➤ Tarificación horaria para consumidores finales. ➤ Problemas en el despliegue y aceptación de contadores inteligentes.	➤ Política pública para el sector energético. ➤ Generación sostenible. ➤ Estructura de medición inteligente en red. ➤ Pago según capacidad o desplazamiento de costos

Fuente: Elaboración propia a partir del documento Smart Grid Colombia Visión 2030 Parte 1

A nivel internacional se pueden observar implementaciones de *Smart Grid* como esfuerzos individuales, no existe una implementación que sea ejemplo total de implementación de *Smart Grid*. La Unión Europea incentiva inversiones en este tema, ha revisado su normatividad y está ajustándola. Estados Unidos ha realizado esfuerzos e inversiones sin resultados satisfactorios, como es el proyecto CIRCA que no tuvo aceptación; ahora tiene como meta pública que para el año 2035 el porcentaje de participación de fuentes renovables sea del 15% en la generación de energía. A nivel de Suramérica Brasil y Chile han realizado esfuerzos en la parte regulatoria y técnica. Todos los países que quieran realizar despliegues de *Smart Grid*, deben realizar un esfuerzo, regulatorio, político y técnico para lograr con éxito dicha implementación [31].

Estados Unidos lidera las iniciativas de implementación de fuentes no convencionales como fotovoltaica al sistema eléctrico, Europa ha desarrollado iniciativas en fuentes de energía como las eólicas. Dinamarca ha mostrado desarrollo e implementaciones a pequeña escala de proyectos de generación con fuentes no convencionales, convirtiéndose en un referente de generación con FNCE. Todos estos países, han desarrollado sus iniciativas basados en fiabilidad del suministro de energía, eficiencia energética, y crecimiento económico; la Tabla 8 muestra en resumen algunas de las iniciativas desarrolladas en cada país [32].

Tabla 8. Iniciativas desarrolladas en cada país

País	Objetivos	Logros	Nombre del programa
<i>Brasil</i>	➤ Modernizar y tener mayor cobertura del sistema eléctrico	➤ Identificación de barreras normativas y legales para el desarrollo de proyectos de Smart Grid	➤ Sistema de medição inteligente em Fortaleza. ➤ Redes inteligentes de Sao Paulo
<i>Estados Unidos</i>	➤ Diversificación de la canasta energética, impulsando la generación distribuida con el almacenamiento de energía. ➤ Cambiar el uso de la red por parte de los consumidores	➤ Desarrollo de AMI para beneficio de los consumidores ➤ Desarrollo de sensores y mejores tecnologías de comunicación. ➤ Seguridad e interoperabilidad entre dispositivos y aplicaciones.	➤ <i>Texas (Smart Texas)</i> ➤ <i>Houston. (Houston's Smart Grid)</i> ➤ <i>Pacific Northwest Smart Grid demonstration project</i>

<i>Europa</i>	➤ Reducción en emisión de CO2 ➤ Diversificación de la canasta energética con renovables. ➤ Despliegue de contadores inteligentes. ➤ Seguridad en el suministro energético	➤ Desarrollo de una arquitectura de redes inteligentes que sirve de referencia para toda la comunidad europea	➤ Itesla ➤ SGSM ➤ EEGI (Iniciativa Europea de RI) ➤ GARPUR ➤ Price ➤ ECOGRID EU
<i>Canadá</i>	➤ Renovación de la infraestructura eléctrica por obsolescencia	➤ Cobertura de casi el 50% de las casas con la implementación de medidores inteligentes	➤ <i>Ontario Smart Metering Initiative.</i>
<i>Japón</i>	➤ Cierre de las generadoras de energía nucleares	➤ Despliegue de medidores inteligentes ➤ Introducción del Vehículo eléctrico como medio de transporte ➤ Participación de renovables en la canasta energética ➤ Gestión de la demanda ➤ Almacenamiento de energía.	➤ <i>Eco-Model Cities Program (Tokyo, Toyota, Kityakyushu, Yokohama)</i>

Fuente: Elaboración propia a partir del Documento UPME Visión 2030. Parte I

Se espera que los mercados emergentes lideren estos mercados y generen a la economía mundial una organización diferente; se necesitan inversiones en investigación e innovación, sumado a políticas internacionales que marquen el desarrollo de estas iniciativas.

El usuario final debe percibir que se beneficia con el despliegue de estas redes, los operadores de red y el estado no tienen la capacidad de solventar los costos derivados de dicha implementación.

2.6 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.

La Figura 8, muestra gráficamente como está constituido el sistema eléctrico colombiano; lo conforma un grupo de agentes (generadores, transmisores, comercializadores y distribuidores), los cuales son controlados y vigilados por un ente regulador llamado CREG. La CREG o Comisión de Regulación de Energía y Gas rinde informe a la Presidencia de la república, quien, a través del Ministerio de Minas y energía, genera las políticas para el sector.

La Planeación del sector está en cabeza de la UPME y de CAPT, quienes tienen la responsabilidad de generar y elaborar planes e incentivos que ayuden a mejorar el sector.

El control de la operación de mercados de los agentes está a cargo de XM, a través del CND (Centro Nacional de Despacho) y el CNO (Centro Nacional de Operación) vigilan que el proceso de generación este alineado con la demanda nacional. En sus funciones se encuentra la ASIC (Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales) que consiste en llevar control sobre las fronteras comerciales, contratos de energía a largo plazo de los agentes generadores y comercializadores [33].

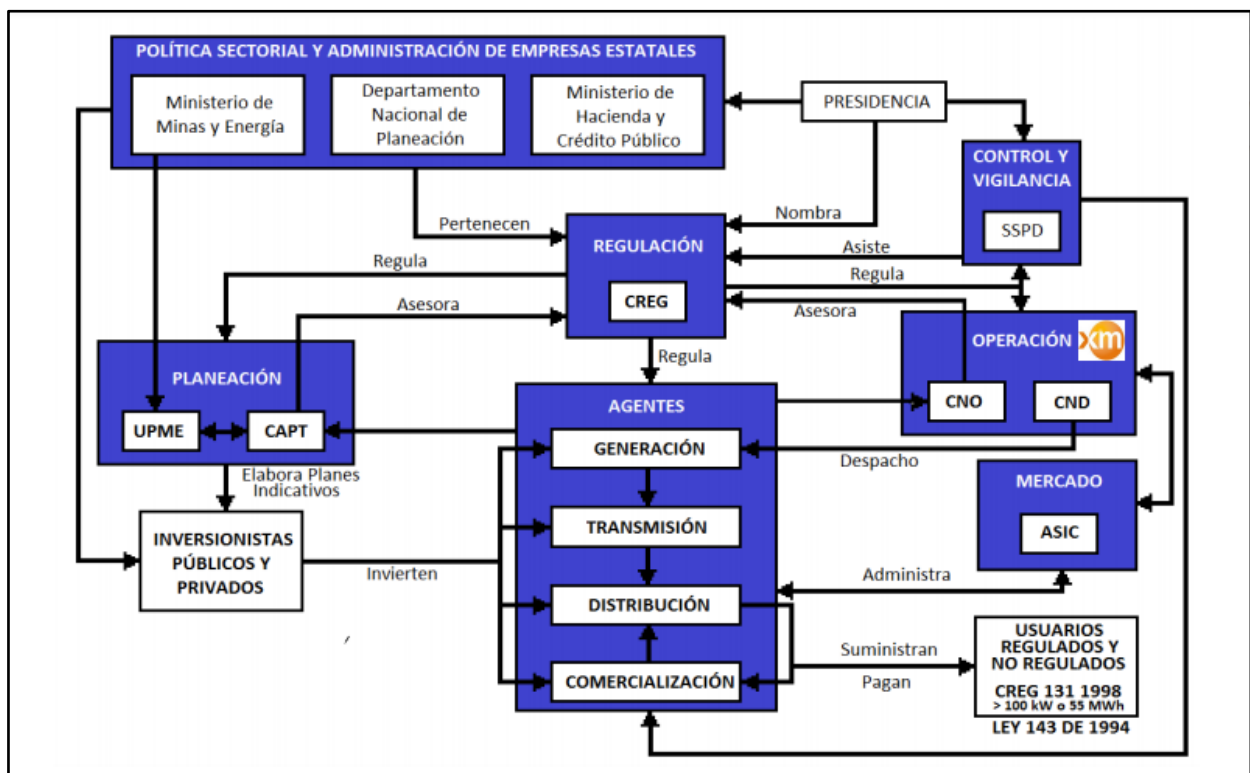


Figura 8. Sector Eléctrico Colombiano

Fuente: página web grupo de energía de Bogotá. <http://www.grupoenergiadebogota.com/>

Otro ente de control que impacta directamente sobre el sector es la SSPD o Superintendencia de Servicios públicos domiciliarios, quien asiste a la CREG, controla la operación de Mercados, valida que las directrices de los ministerios sean puestas en práctica, y controla toda la actividad de los generadores.

Y como actores pasivos están los usuarios, clasificados en dos grupos, los regulados y no regulados, a los cuales el sistema les suministra el servicio de energía demandada y estos generan una contraprestación económica.

El mercado eléctrico colombiano, tiene una estructura que permite la competencia, garantizando estándares de confiabilidad y seguridad. La administración del mercado de energía mayorista MEM lo realiza XM; y el ASIC (Administrador del sistema de Intercambios Comerciales) se encarga de los aspectos técnicos en la operación. Tanto generadores, como comercializadores pueden comprar y vender energía a través de dos figuras, contratos bilaterales o bolsa de energía. Esta última, se refiere al mercado donde el despacho es hora a hora según la programación de generación. El proceso de la operación del sistema Figura 9, tiene tres (3) etapas o fases así [33]:

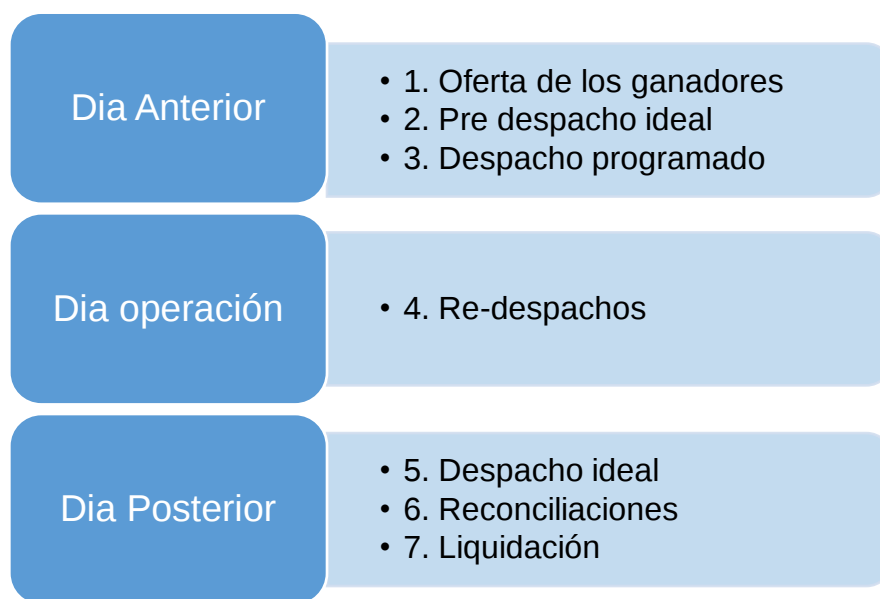


Figura 9. Proceso del despacho de energía

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Parte 4 Anexo 1. Características del entorno colombiano

- El día anterior antes de las 8 a.m. los agentes generadores envían su oferta de precio y se declaran disponibles para despacho.
- El pre despacho ideal es un modelo matemático optimizado de los recursos que toma variables tales como indisponibilidad, mantenimiento, generación flexible,

rampas de encendido, y realiza el cálculo del costo mínimo para atender la demanda proyectada del día siguiente.

- El despacho programado es el resultado del modelo matemático teniendo en cuenta las restricciones de la red.
- Las variaciones entre lo programado y la demanda, así como los cambios en la generación como posibles contingencias son informados hora a hora a los agentes generadores a través del re-despacho.
- El despacho ideal, hace uso del mismo modelo matemático de optimización, pero con la demanda real y las disponibilidades comerciales de los generadores.
- Las diferencias entre lo generado y comercializado son tratados entre los agentes y el ASIC antes de emitir la liquidación definitiva.
- Al día siguiente a la generación, se realiza el proceso de liquidación y determinación del precio de bolsa, los sobre costos derivados de este proceso son transferidos al usuario final según lo establece la Resolución CREG 097 de 2008.

La red eléctrica en Colombia se clasifica en dos grandes grupos, el sistema interconectado nacional (SIN) y las zonas no interconectadas (ZIN). El 98% de la generación atiende al Sistema interconectado Nacional, Tabla 9. El sistema de transporte regional STR y el sistema de distribución local (SDL), se encargan de conectar el Sistema de Transporte Nacional STN que, sumados a las redes de baja tensión, permiten suministrar la energía eléctrica al usuario final [34].

Tabla 9. Clasificación de la red eléctrica colombiana

SIN (Sistema Interconectado Nacional)	Sistema de generación	98,9%
	STN = Sistema de transmisión Nacional (STR) +(SDL)	
	Sistema de Distribución (SDL)	
ZNI (Zonas No Interconectada)	Zonas No interconectadas	1,1%

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Parte 4 Anexo 1. Características del entorno colombiano

Los usuarios del sistema están clasificados en dos grupos, los regulados que son el 99.9%, tienen una demanda de energía inferior a 55MW h/mes, su tarifa depende del estrato socioeconómico y es regulada por la CREG. El 7% de consumo de la red es de este tipo de usuarios; el 0,1% pertenece a los usuarios no regulados, quienes tienen un consumo promedio superior a 55MW h/mes en periodos de 6 meses. El suministro de energía es contratado directamente con el comercializador. El 27% del consumo de energía en Colombia corresponde a este tipo de usuarios [34]. Ver Tabla 10 y Tabla 11.

Tabla 10. Sistema de distribución de energía

Sistema de Distribución	Distribución	%
Urbano	Domésticos	50%
	Comerciales	40%
	Industriales	10%
Industrial	Domésticos	50%
	Industriales	50%
Rural	Doméstico	90%
	Industrial	10%

Fuente: Elaboración propia a partir de documento UPME Parte 4 Anexo 1. Características del entorno colombiano

Tabla 11. Demanda de energía de los usuarios del sistema interconectado

Usuarios del Sistema Interconectado Nacional		
Usuarios / Características	%SIN	%Total
Regulados (demanda de energía inferior a 55 MWh/mes o una potencia contratada inferior a 0,1 MW)	99,9%	73%
No Regulados (consumo promedio durante los últimos 6 meses superior a los 55 MWh/mes o una potencia superior a 0,1 MW)	0,1%	27%

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Parte 4 Anexo 1. Características del entorno colombiano

2.7 DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

El ritmo de crecimiento de la demanda de energía en Colombia ha sido constante desde el año 2002. Esta demanda corresponde a la energía entregada a los usuarios y las pérdidas

técnicas y no técnicas que el usuario operador debe incluir en su registro despachado. Para el cálculo de la demanda en Colombia, se utilizan modelación con métodos numéricos de largo plazo “económicos” que tiene una combinación de pronósticos como el VAR (modelo de vectores autorregresivos) y VEC (modelos de vectores de corrección de errores). Los datos introducidos en el modelo corresponden a la serie histórica demandada en Colombia y suministrada por XM, los datos del sector económicos tomados del DANE, los datos demográficos de la Organización de las Naciones Unidas ONU y el dato climático tomado del IDEAM [1].

En la Tabla 12 se muestran los datos para Colombia de la demanda proyectada de energía eléctrica sin incluir la demanda de los grandes consumidores especiales GCE en un escenario bajo, medio y alto [1].

Tabla 12. Datos de la demanda proyectada de energía para Colombia sin GCE

PROYECCION DEMANDA EE ANUAL EN GWh SIN GCE			
AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO
2018	66,191	67,826	69,480
2019	68,022	69,701	71,401
2020	69,915	71,641	73,387
2021	71,933	73,708	75,505
2022	73,995	75,821	77,669
2023	76,019	77,896	79,794
2024	78,186	80,116	82,068
2025	80,508	82,495	84,506
2026	82,867	84,912	86,982
2027	85,355	87,462	89,594
2028	87,913	90,083	92,279
2029	90,504	92,739	95,000
2030	93,213	95,514	97,842
2031	96,146	98,520	100,921
2032	99,090	101,537	104,012

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia



Figura 10. Proyección de la demanda de energía sin GCE

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia

Analizando la gráfica (Figura 10) de la proyección de la demanda para Colombia sin los grandes consumidores especiales, se puede inferir que el crecimiento en los próximos 7 años será del 18% y en los próximos 14 años será del 33%; es decir que las fuentes de generación actual no serán suficientes para suplir la demanda proyectada. Esto debe alertar en que el sistema de generación eléctrica en Colombia debe buscar la forma de ser más eficiente.

Cabe destacar que estos escenarios no contemplan las ventas a Venezuela y Ecuador por un tema coyuntural adverso representado en problemas de solvencia en el caso de Venezuela y medidas proteccionistas en el caso de Ecuador; tampoco se tiene en cuenta la entrada y masificación del vehículo eléctrico, lo cual puede modificar los valores proyectados haciendo que la curva de demanda sea exponencial.

La siguiente Tabla 13 muestra la proyección de la demanda de energía en los próximos años, en un escenario medio, incluidos los grandes consumidores especiales GCE y las exportaciones a Panamá.

Tabla 13. Datos de la demanda proyectada de energía para Colombia con GCE y exportaciones

PROYECCION DEMANDA SIN+ GCE + EXPORTACIONES ESCENARIO MEDIO			
AÑO	SIN	SIN con GCE	SIN con GCE y PANAMÁ
2018	67,826	69,142	69,142
2019	69,701	71,640	71,640
2020	71,641	74,011	74,011
2021	73,708	76,623	76,623
2022	75,821	79,129	79,129
2023	77,896	81,011	82,324
2024	80,116	83,132	84,445
2025	82,495	85,372	86,686
2026	84,912	87,737	89,050
2027	87,462	90,377	91,691
2028	90,083	93,275	94,589
2029	92,379	96,514	97,827
2030	95,514	100,829	102,142
2031	98,520	104,511	105,824
2032	101,537	108,418	109,731

Fuente: Elaboración propia a partir del documento XM Planeación de la operación septiembre 2018

2.8 CARACTERIZACION DE LOS AGENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA

En Colombia, el 64% de la generación del país está a cargo de las Hidroeléctricas, 31% de la generación está en las térmicas, el 4% representada en generación eólica y el 1% restante en plantas de cogeneración que entregan sobrantes al sistema [34]. Ver Tabla 14.

Tabla 14. Generación de energía en Colombia

Centrales Hidroeléctricas	64%
Centrales Térmicas	31%
Hidráulica, Eólica y Térmica	4%
Cogeneración	1%

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Parte 4 Anexo 2. Características del entorno colombiano

Existen 33 operadores de red encargados de la distribución y comercialización de la energía eléctrica en Colombia, están organizados por regiones, cuenta con más de 200 mil kilómetros de líneas de tensión, con una concentración mayor en las zonas urbanas, aun así, el número de líneas es baja para la demanda nacional. Ver anexo B. [35].

2.9 SECTOR TELECOMUNICACIONES EN COLOMBIA

El sector de telecomunicaciones en Colombia se ha caracterizado por su acelerado crecimiento en relación con otros países de Latinoamérica; Según la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) los segmentos donde el sector telecomunicaciones ha tenido más crecimiento es Telefonía Móvil, y servicios de banda ancha. Este crecimiento se ha visto desde que Colombia en los años 90's, liberó sus servicios de telecomunicaciones dando acceso a la inversión privada [36].

De todos los servicios que se ofrecen en Colombia, llama la atención las ofertas sobre los servicios empaquetados de telefonía fija, internet y televisión, las cuales han masificado su uso, aunque en indicadores, Colombia sigue por debajo del promedio de la OCDE. El caso de la telefonía móvil indica que cada colombiano posee más de una sim card, diferente a los datos y estadísticas de la telefonía fija, donde el índice de penetración es bajo y sigue en descenso. Los usuarios residenciales corresponden al 90.29% de las líneas fijas, los usuarios industriales representan el 9,5% [37].

La brecha digital que tiene Colombia es consecuencia de la desigualdad en la distribución poblacional de las zonas urbanas y rurales. Así también entre las pequeñas y grandes empresas existe una brecha digital en cuanto al uso de las TIC. Según estadísticas el 0,2% de las Pymes tienen acceso a Internet y en Colombia el 94% de las empresas son Pymes [38].

La Figura 11, muestra la estadística del total de suscriptores de internet por diferentes medios (ancho de banda, móvil, banda angosta), a corte 2017 en el cuarto trimestre; se puede identificar que tiene una curva de crecimiento comparado con los trimestres anteriores. Por cada 100 habitantes, el 34.52% tiene acceso a internet [39].

Periodo de Corte: 2017-4T

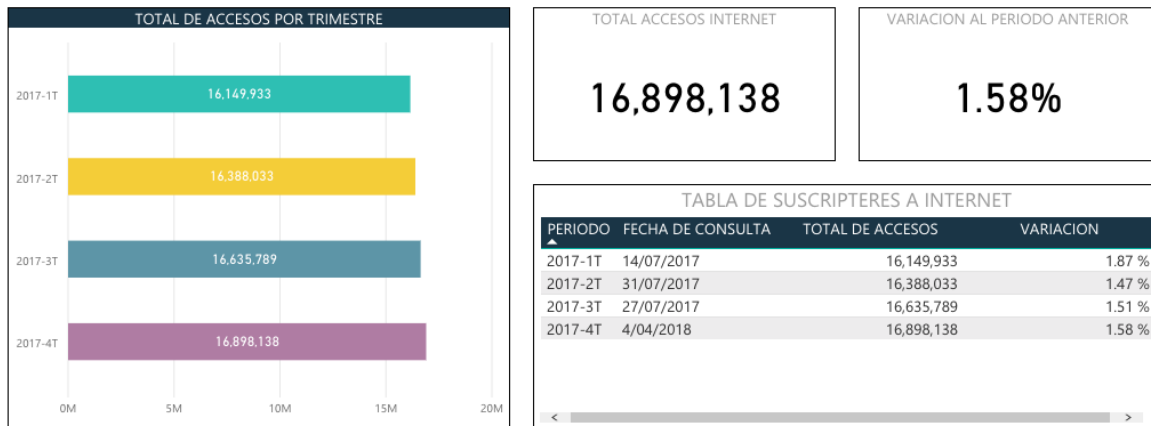


Figura 11. Acceso a Internet en Colombia a 2017

Fuente: Mintic <http://colombiatic.mintic.gov.co/679/w3-propertyvalue-47275.html>

El Ministerio de Telecomunicaciones busca conectar todos los municipios a la red nacional de fibra óptica, proyecto emprendido desde el año 2011 con la empresa AZTECA Comunicaciones. Hoy día son más de 1047 municipios en Colombia que cuentan con cubrimiento de fibra óptica a través de este proyecto. La Figura 12 muestra el avance del proyecto de fibra óptica a nivel nacional.

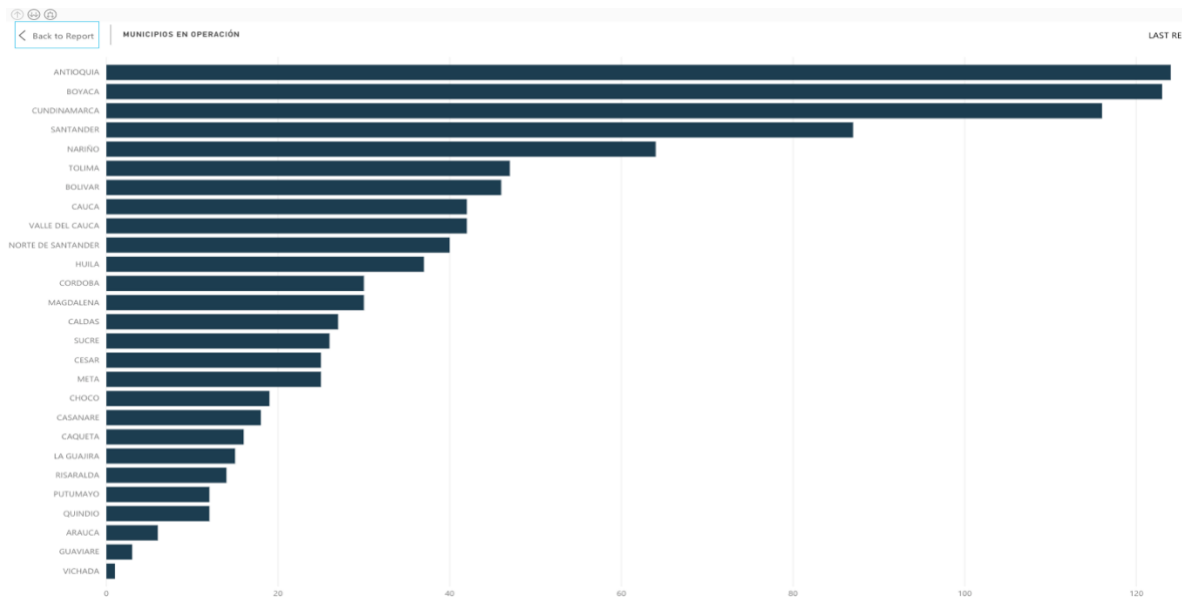


Figura 12. Penetración proyecto Fibra óptica

Fuente: Mintic <http://colombiatic.mintic.gov.co/679/w3-propertyvalue-36367.html>

En cuanto a la telefonía celular, Colombia tiene un mercado concentrado en las grandes poblaciones y el principal operador de las redes móviles tiene una participación mayor al 60%. Las suscripciones prepago son los servicios que más rápido han crecido en los últimos años. La siguiente Figura 13 muestra los segmentos de telefonía móvil por categoría.

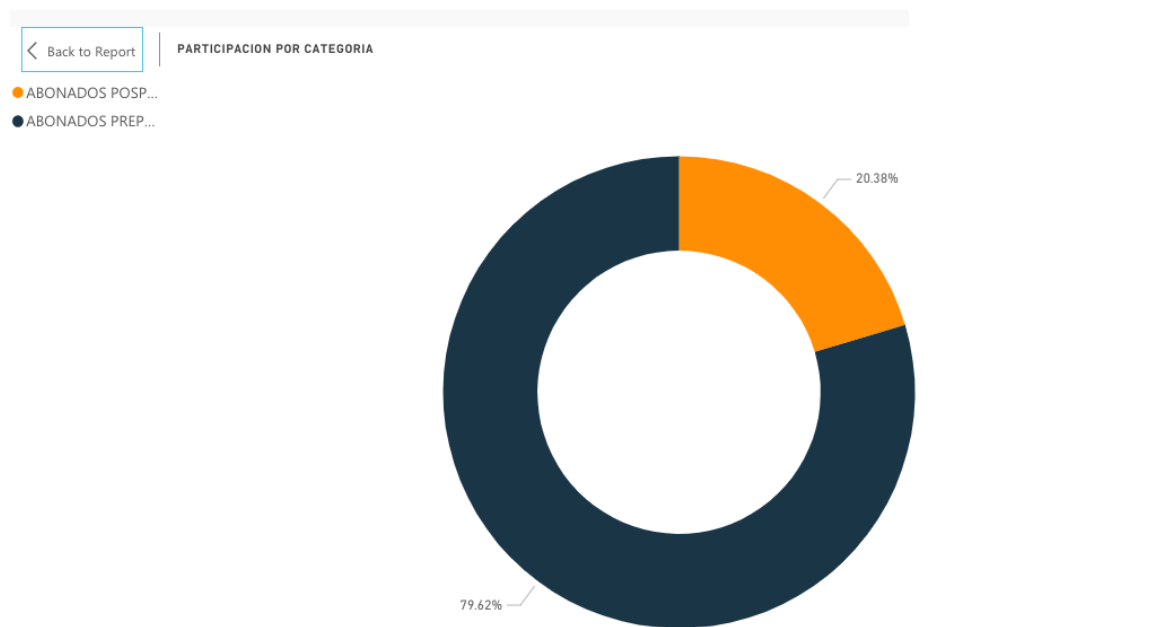


Figura 13. Penetración Segmento de telefonía móvil por categoría

Fuente: <http://colombiatic.mintic.gov.co/679/w3-propertyvalue-47274.html>

3 CONTEXTO SMART GRID EN COLOMBIA

3.1 LA UPME Y SU ROL EN COLOMBIA

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME es una entidad de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía como una unidad administrativa especial, cuya misión es Planear el desarrollo del sector minero energético, apoyado en la formulación de política pública. En el año 2015 elaboró el Plan Energético Nacional para Colombia “ideario energético 2050” donde se plasman los retos y objetivos que tiene el sector energético [40].

Para la iniciativa de Redes Inteligentes en Colombia, la UPME define el escenario base y en ellas las variables más relevantes. Colombia tendrá un crecimiento anual de 4.6% desde el año 2014 hasta el año 2030; El crecimiento de la demanda de energía eléctrica será del 2% anual en promedio. Incorporación de energía renovable y fuentes no convencionales a la canasta de energía; nuevos modelos transaccionales de energía con la masificación del vehículo eléctrico.

3.2 RUTA DE DESARROLLO DEL MODELO SGAM EN COLOMBIA

La UPME tiene dos opciones para desarrollar la implementación de redes inteligentes en Colombia; el ámbito del sistema interconectado nacional (SIN) y las zonas no interconectadas (ZNI); ambas con características muy diferentes, lo cual requiere de enfoque y desarrollo de la solución diferente. La UPME tuvo en cuenta para la selección del ámbito el tiempo que tiene y los recursos disponibles; en el cual era más viable el desarrollo de la solución de redes inteligentes sobre el sistema interconectado nacional (SIN). A su vez, el mayor impacto potencial, lo tienen los integrantes del sistema interconectado nacional por encontrarse concentrada la mayor población en este sistema.

Algunas funcionalidades de las redes inteligentes pueden extenderse a las zonas no interconectadas (ZNI) dependiendo de sus resultados, como son, la generación distribuida y el almacenamiento de energía. La expectativa es madurar la solución sobre el sistema interconectado nacional (SIN) y luego extender sus beneficios adaptándolos a las zonas no interconectadas (ZNI).

3.3 INICIATIVAS EN COLOMBIA

Es el NITS (*National Institute of Standards and Technology*) quien coordina y desarrolla un modelo de Smart Grid; su hoja de ruta desarrolla un plan de trabajo para que varios estándares operen entre sí; define las necesidades del mismo escenario, proporciona una lista de estándares existentes; y establece un grupo de controles para que los planes del sector de la energía se desarrollen dentro del Smart Grid.

Después de seleccionado el dominio, la UPME basado en diagnósticos preliminares, identificó los elementos de la cadena en el sector que debían ser analizados con mayor detalle; dichos estudios muestran que el proceso de generación y transmisión en Colombia tienen mejores desarrollos o avances tecnológicos que los demás procesos, incluso algunas empresas del sector ya han tenido iniciativas en la implementación de redes inteligentes.

La Operación del STN cuenta con estándares adecuados de eficiencia y confiabilidad; cuenta con unidades de medición fasorial (PMUs) que mejoran el control del sistema, permitiendo desarrollar cierta inteligencia. El desarrollo e implementación de los PMUs, impulsan otras tecnologías como son WAM (Wide Area Monitoring), WAC (Wide Area Control) y WAP (Wide Area Protection). Colombia a finales del año 2012 invirtió en el desarrollo de una tecnología que le permitiera el control, monitoreo y protección de la infraestructura de transmisión y colocó bajo el Centro Nacional de Despacho dicha implementación.

Gracias al nivel de automatización desarrollado y a los niveles de inteligencia del Sistema de Transmisión Nacional, el desarrollo de redes inteligentes en Colombia se va a centrar en el sector de Distribución. Ver Tabla 15.

Tabla 15. Iniciativas de RI en Colombia

Nombre del Proyecto	Ubicación	Quien Desarrolla la iniciativa	Descripción del proyecto	Tecnología
<i>Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado en tiempo real</i>	Antioquia	XM	Tiene como objetivo diseñar la arquitectura, y un prototipo para los futuros sistemas de supervisión y control en tiempo real; propone una evolución radical en los sistemas SCADA y EMS. Sus premisas son: *Medición fasorial en las herramientas de supervisión. *Desarrollo de herramientas de supervisión y control EMS en las subestaciones *Infraestructura de comunicaciones en la nube *Desarrollo de Políticas de protección colaborativa *Conciencia situacional avanzada para operadores.	AMI / ADA
<i>Medición Inteligente Multiservicio</i>	Antioquia	EPM	Smart Metering o medición inteligente en electricidad, gas y agua para mil (1000) clientes aproximadamente. Con el objetivo de: *Asimilar la tecnología. *Medir impactos en la calidad del servicio. *Identificación de pérdidas *Costos de servicios.	AMI
<i>Interconexión en los segmentos de acceso y backbone de la red de telecomunicaciones de la Smart Grid.</i>	Antioquia	Internexa	*Selección del esquema de conexión más apropiado que cumpla las condiciones de conectividad, según la zona geográfica o escenario. *Analizar el tráfico de datos de los dispositivos conectados en el backbone de la red de comunicaciones del proveedor.	AMI
<i>Eficiencia energética y energías renovables EPSA yumbo.</i>	Edificio EPSA Yumbo Valle del Cauca	EPSA	Tiene como objetivo principal. Realizar la evaluación del impacto de una implementación de la energía fotovoltaica en una red eléctrica regional y que permita conocer las condiciones apropiadas de su aplicación en el sistema interconectado nacional.	DER
<i>Perfil modelo CIM para empresas del sector eléctrico colombiano</i>	Antioquia	EPM	EL modelo CIM es un estándar que organiza toda la información necesaria para la gestión de los sistemas eléctricos;. *Su uso simplifica la interconexión entre aplicaciones de diferentes fabricantes. *Proporcionar herramientas	DER

			informáticas que ayuden a la rápida implementación del modelo en las empresas del sector.	
<i>Inteligencia Computacional para la gestión de la potencia eléctrica en microredes</i>	Valle del Cauca	Universidad del valle	Busca entregar un conjunto de estrategias de optimización para resolver los problemas a la hora de hacer evaluaciones en tiempo real de las operaciones en la microred; en todo lo concerniente a la gestión de la potencia eléctrica. *Desarrollo de nuevas tecnologías de información y las comunicaciones aplicadas al sector eléctrico. *Desarrollar técnicas de gestión para la distribución y uso de fuentes alternativas en zonas no interconectadas.	Gestión de cargas
<i>Adecuación funcional del sistema de control SVC tural de 230 Kva</i>	Cundinamarca	Empresa de Energía de Bogotá	*Mejorar y adecuar el sistema de control SVC, para que sea capaz de controlar y soportar el amortiguamiento de oscilaciones presentes; especialmente en el área oriental *Integración de los equipos FACTS - con las unidades de medida de fase (PMU Phasor Measurement Units) para medir las oscilaciones del sistema presentes en el área oriental	Gestión de activos
<i>Automatización de la operación de redes de distribución subterráneas</i>	Caldas	CHEC S.A.	Esfuerzos para lograr mayor efectividad operativa en la automatización de redes de distribución subterráneas. *Se instalaron 10 equipos de telecontrol asociados a las celdas de corte que permiten la supervisión y control remota desde el centro de control. *Mejora en los tiempos de interconexión de circuitos ante eventos presentados.	ADA

Fuente: Elaboración propia a partir del documento UPME Parte 1

En el país se están desarrollando diferentes iniciativas de redes inteligentes los cuales le apuntan a mejorar la calidad, eficiencia, continuidad del suministro, reducir las pérdidas técnicas y no técnicas, y crear analítica para toma de decisiones; aunque muchas de estas iniciativas están en fase inicial, otras ya han demostrado que tienen fuertes beneficios; tal es el caso de los medidores inteligentes, los cuales permiten beneficios para el operador de red, o la generación distribuida con las fuentes no convencionales de energías renovables FNCER que ayudan a aplanar la curva de consumo; o la automatización y

monitoreo de la red de distribución que permite la disminución del tiempo para hacer mantenimiento y reparaciones.

Todos los agentes del sistema eléctrico colombiano demuestran esfuerzos en desarrollar e implementar tecnologías que permitan dotar de cierta inteligencia a la red eléctrica; sin embargo, es la red de transmisión la que tiene a su servicio mejores aplicaciones de red inteligente y con ello el beneficio de poder implementarlos más temprano que los otros agentes. En la Tabla 16. Se muestran los lineamientos establecidos en el plan de expansión y según el ideario energético nacional para Colombia en el mediano plazo.

Tabla 16. Lineamientos de la UPME para el desarrollo de RI en Colombia

Lineamientos establecidos	Aspectos para mejorar	Aspectos relevantes
<i>Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050.</i>	➤ Cambiar los patrones de consumo ➤ Mejorar la eficiencia energética en todos los elementos de la cadena.	➤ Involucrar a los usuarios finales en la demanda energética. ➤ Disminuir los picos consumo y aplanar generación.
	➤ Mayor participación de la demanda. ➤ Nuevos modelos de negocio con esquemas transaccionales	➤ Generación distribuida y auto generadores
<i>Plan de Expansión de referencia generación – transmisión 2014 – 2028</i>	➤ Reducir los impactos ambientales en la generación y transmisión ➤ Mitigar la emisión de gases y efecto invernadero.	➤ Generación con fuentes no convencionales y renovables.
	➤ Mejorar la adaptación a los cambios climáticos ➤ Dependencia de la oferta hídrica	➤ Aprovechar variables climáticas por zonas para la implementación de fuentes renovables.

Fuente: Elaboración propia a partir del documento *Ideario Energético 2050* y el *Plan de expansión generación – transmisión 2028*

El proceso del sector eléctrico que más deficiencias presenta es el de Distribución, algunas de estas están concentradas en aspectos técnicos y otros en la calidad del servicio. Cambiar el rol del consumidor final, fomentando una participación activa del proceso, suministrando información que sea esencial para el desarrollo integrado de las redes inteligentes en Colombia. [32]

A partir de estos elementos analizados, la UPME centra su estudio en el proceso de DISTRIBUCIÓN y del USUARIO FINAL con el fin de disminuir la brecha para hacer más viable el desarrollo de redes inteligentes en Colombia; sin duda no se puede restar la importancia de continuar con los desarrollos e implementaciones sobre los procesos de Generación y Transmisión.

Es importante identificar además de los elementos analizados, las condiciones que debe tener el sector eléctrico colombiano y el horizonte trazado hasta el año 2030 por la UPME. Sin duda involucrar fuentes de energías renovables en la matriz de generación energética colombiana, así como el crecimiento de la demanda, no solo para electricidad, sino para otros usos como el transporte, refrigeración y calefacción harán que la implementación de redes inteligentes sea más necesaria.

A continuación, se relacionan los elementos analizados por la UPME para definir el escenario base con el cual se pretende viabilizar la implementación de redes inteligentes en Colombia. El mapa de la ruta propuesto para la implementación de redes inteligentes en Colombia según el plan de desarrollo de la UPME, está compuesto por tres (3) fases que van desde el año 2016 al año 2030. La fase I se desarrollará desde el año 2016 al año 2020, la fase II se desarrollará desde el año 2020 hasta el año 2025, y la fase III se desarrollará desde el año 2026 hasta el año 2030. Tabla 17, muestra la propuesta de desarrollo de redes inteligentes hasta el periodo 2030 [41].

El estudio presenta cada una de la funcionalidad en las cuales Colombia pretende desarrollar y aplicar sobre redes inteligentes y así lograr los mejores beneficios en el desarrollo de la implementación.

Tabla 17. Propuesta de desarrollo de redes inteligentes hasta el periodo 2030

TECNOLOGÍA		BASE	FASE I				FASE II						FASE III				
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AMI	Penetración	TICS INTEROPERATIVIDAD - CIBERSEGURIDAD	58% al 70,9% respecto a la energía total consumida				65,2% al 88.3% respecto a la energía total consumida						73% al 100% respecto a la energía total consumida.				
	Funcionalidades		Lectura remota, detección de manipulación, información a usuarios, limitación en potencia (Gestión de la demanda)				Tarificación horaria, medida (generación distribuida)						Aplanamiento de la curva de demanda (Gestión de la demanda)				
ADA	Penetración		2,7% a 3,3% Interruptores por circuito				4,2% a 5,7% Interruptores por circuito						Autocuración (<i>self-Healing</i>) en los interruptores de fase II				
	Funcionalidades		Equipos de control en Campo, telemando desde el centro de control				Localización de fallas y controladores de red						Reconfiguración automática				
DER	Penetración		0,1% al 0,2% de la potencia total 20 a 60 MW				0,4% al 0,5% de la potencia total 90 a 120 MW						1% al 2,5% de la potencia total 240 a 600 MW				
	Funcionalidades		Generación distribuida Fotovoltaica en BT				Generación distribuida Fotovoltaica en BT						Almacenamiento				
VE	Penetración		1,0% al 1,2% del número total de vehículos				2,9% al 3,9% del número total de vehículos						9,3% al 14,0% del número total de vehículos				
	Funcionalidades		Vehículo eléctrico (Carga)				Vehículo eléctrico Centro de recarga y gestión de la demanda						V2G				

Fuente: Elaboración propia a partir de documento UPME 2030. Parte 2

4 NUEVO ROL DEL CONSUMIDOR DENTRO DEL MODELO SMART GRID

Las redes inteligentes, y el desarrollo de tecnologías de generación de energía renovable, permiten que los usuarios o consumidores, se conviertan en proveedores y aporten al sistema; las compañías eléctricas pueden tomar la información suministrada de los consumidores y hacer que la operación de la red sea más eficiente. Asimismo, esta información puede permitir el desarrollo de nuevos servicios como son: el monitoreo en tiempo real del consumo, carga de vehículos eléctricos, comercialización de excedentes de energía, entre otros [42].

Gracias al desarrollo e implementación de medidores inteligentes y a los avances en comunicaciones, el usuario podrá tomar decisiones para controlar la demanda y consumo según sus necesidades sociales y económicas. Se estima que para el año 2020 los usuarios finales, podrán gestionar la demanda de energía y jugará un papel clave y activo en la generación de nuevos servicios. [43]

El desarrollo de tecnologías AMI (Infraestructura de medición avanzada), modificará el comportamiento y rol de los consumidores o usuarios finales dentro del sistema eléctrico; en la medida en que los hogares sean domotizados y se logre la gestión automática de contadores, se podrá notificar a los operadores de red sobre los consumos y comportamiento de las cargas; las empresas distribuidoras podrán alertar a los usuarios sobre los valores y costos del Kw/h, para que el usuario determine qué acción tomar. Así no se sobrecarga la red, no se generan picos de generación y la red se torna más eficiente. [44]

Los usuarios finales o consumidores, a través de la infraestructura AMI, podrán realizar el monitoreo del uso y consumo de energía en los hogares, permitirá programar los dispositivos o electrodomésticos para que consuman energía en función del precio de la energía en el periodo correspondiente.

Otro beneficio para los distribuidores y/o operadores de red, es que ayudará a resolver problemas de servicios más rápidamente.

Una descripción del ecosistema de Redes Inteligentes donde se muestra la interoperabilidad de las capas de comunicación y la información.

4.1 RETOS IDENTIFICADOS POR LA UPME

Según los estudios realizados por la UPME sobre el estado actual del sistema de distribución, transmisión, generación de Colombia, y teniendo como referencia el desarrollo presente y futuro de las tecnologías aplicadas a Redes inteligentes, estos serían los retos o desafíos que tiene el sector eléctrico en Colombia para la implementación de redes inteligentes.

Muchos de los retos que tiene el país en la implementación de redes inteligentes están relacionados con el desarrollo que se realice a la infraestructura de comunicaciones, donde la interoperabilidad debe ser el factor común entre operadores de red y agentes del sector. La forma como se realice la integración de las nuevas redes es clave para abrir nuevas oportunidades de negocios y nuevas funcionalidades. Los protocolos de comunicación TCP/IP pueden brindar beneficios para la implementación de redes HAN, IAN y NAN pues es un estándar internacional de aceptación y pruebas en muchos ámbitos [45].

La infraestructura eléctrica colombiana utiliza tecnología envejecida con más de 10 años de antigüedad donde el flujo de información y electricidad está diseñado en un solo sentido; sin duda la realización de aplicaciones para redes tipo NAN y FAN, necesitará que se actualice dichas tecnologías y se puedan aprovechar los desarrollos y aplicaciones a clientes finales [46].

Un tema de especial cuidado es la latencia que puede contener la red en la transmisión de datos consecuencia de los largos recorridos y distancias para llevar la información desde los usuarios finales hasta los puntos de concentración de información. Las aplicaciones de control y seguridad requieren anchos de bandas superiores y en tiempos cortos para reaccionar en tiempo real a las necesidades o eventos de la red o del usuario [47].

La seguridad en la información tiene un papel clave y fundamental en el desarrollo de redes inteligentes, pues estará expuesta mucha información del usuario y el sistema (precios de energía h/h, mediciones inteligentes, información de consumo, tendencias de consumo, información privada, etc.); existe gran preocupación en este tema y debe ser analizado con especial detalle. La tendencia es utilizar dispositivos de comunicaciones que soporten y

ayuden a conservar la integridad, confidencialidad e intercambio de información sobre todo en los elementos asociados al control distribuido de la red [48].

La masificación de los contadores inteligentes es también un punto importante en el desarrollo e implementación de redes inteligentes en Colombia, facilitarán un gran número de funcionalidades para los distribuidores, generadores y consumidores, como es tener información en tiempo real sobre los consumos h/h, tarificación h/h para determinar hábitos de consumo y poder modificar dichos hábitos, realizar reconfiguración del medidor de forma automática sin necesidad de desplazamiento a sitio por personal de la empresa, ofrecer información al distribuidor sobre el estado de la red, gestión de cargas, entre otros [49].

La automatización de la red, es un ejercicio que necesitan los agentes del sector eléctrico, en especial los transmisores y distribuidores donde toma importancia el desarrollo de funcionalidades como reconfiguración automática, localización de fallas y cicatrización o “self healing”, todo con el único fin de mejorar la eficiencia y generar mayor estabilidad a la red [50].

A nivel normativo, Colombia cuenta con algunos estándares que están relacionados con el desarrollo de redes inteligentes, donde se establece formas de lectura y estructura de datos en contadores inteligentes NTC 6079, IEC 61968-9.

En políticas de regulación, la Ley 1715 del año 2014, permite integrar al sistema eléctrico nacional las fuentes no convencionales de generación y el decreto 2469 del Ministerio de Minas y energía, así como la resolución CREG 175 de ese mismo año, habilitan a los autogeneradores a entregar sus excedentes al sistema, cumpliendo los mismos requisitos de los grandes generadores.

Garantizar la confidencialidad de la información es un aspecto necesario en el despliegue de redes inteligentes, determinar quién es el propietario de la información que generan los agentes y los nuevos participantes del sector.

No existen marco de regulación ni políticas interdisciplinarias entre el sector eléctrico o telecomunicaciones que determinen las reglas de operación de las redes inteligentes ni responsabilidades, deberes u obligaciones en la prestación del servicio o ante eventuales fallas. Así mismo en el despliegue de funcionalidades del vehículo eléctrico, no se ve

madurez tecnológica, ni existe una normativa que regule la parte técnica o los procesos de cargue y recargue.

Es necesario desarrollar toda la normativa de tarificación horaria para que el usuario conozca el detalle de su consumo y así mismo cambiar sus hábitos de consumo ayudando al aplanamiento de la curva de demanda eléctrica [51].

Además de los retos tecnológicos, existen otros relacionados con el ámbito financiero, social, cultural y normativo que para este caso de estudio no son necesarios resaltarlos, pero es sin duda la oportunidad que se tiene como país de trabajar en un objetivo común donde el impacto será desde el punto de vista social, financiero, ambiental, tecnológico, político y normativo; hay que aprovechar las condiciones actuales y dotar a la red eléctrica de elementos que la conviertan en una red con mayor inteligencia.

5 ESTADO ACTUAL DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE LOS AGENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA

El Sistema energético en Colombia tiene una antigüedad representada en la tecnología que usan. Los grandes generadores; tiene más de 30 años de operación y aunque se han realizado actualizaciones tecnológicas, en automatización y control de procesos; el alto costo que esto representa hace que no sea significativo para todo el sistema.

5.1 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN USADOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Para las comunicaciones entre los dominios de los diferentes agentes del sector (generador, transmisor y distribuidor), es muy común el uso de protocolos de convergencia, tales como *Border gateway* (BGP), OSPF, DYMO, pues ayudan como alternativa en casos de eventos donde presente indisponibilidad [5].

Las subestaciones de energía han automatizado sus comunicaciones a través del estándar IEC 61850; el cual cuenta con varios protocolos que brindan mejoras en aspectos como monitoreo, y protección; este estándar es fundamental para el desarrollo de las redes inteligentes.

La automatización de las subestaciones eléctricas empezó a partir de los años 80, por medio de las telecomunicaciones, distribuidores y operadores de red lograron realizaran un mejor control, así como la protección y el monitoreo de sus redes. Para la automatización de las subestaciones en la actualidad se cuentan con mayor variedad de protocolos tanto para equipos del mismo nivel, como para equipos que se encuentren en diferentes niveles.

La conectividad a la red LAN o WAN entre operadores se utiliza el estándar TCP/IP, en servicios como MPLS con direccionamiento IPv6, y los protocolos del estándar IEC-60870-5-101 pueden satisfacer todos los servicios de acceso en sus diferentes capas. El protocolo del estándar IEC1-104 satisface los servicios de la capa de aplicación en cuanto al manejo y transferencia de datos [52].

Para entender un poco los protocolos relacionados, se enunciarán las características de estos; en la siguiente Tabla 18.

Tabla 18. Estándares Operadores de red

Protocolo	Características
IEC-60870-5 o ICE -104	➤ Extensión del protocolo IEC-101 con algunas variaciones en la capa de transporte, enlace, física y red. ➤ Interfaz de red TCP/IP
IEC-60870-5-101 o IEC-101	➤ Monitorización de los sistemas energéticos, en temas de control y comunicaciones. ➤ Compatible con IEC-60870-5-1 ➤ Usado para el control de canales DTE y DCE

Fuente: Tomada de Estandarización, Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids [53]

Los generadores, Transmisores y distribuidores de red, tienen sistemas de control y monitoreo a través de señales análogas y en algunos casos digitales. En todos los casos la gran mayoría de agentes del sector eléctrico en Colombia, deben realizar grandes inversiones para mejorar la infraestructura tecnológica.

5.2 LOS MEDIOS DE COMUNICACION USADOS EN EL MODELO SMART GRID

El protocolo de comunicación IEC 61850 ha demostrado características importantes para la formación de las redes inteligentes; los beneficios que brinda una estandarización, modelado de datos y uso de la tecnología probada por la industria hacen que este estándar de comunicación, idóneo para afrontar los retos de la automatización en los sistemas de potencia en general [54].

Los protocolos del estándar IEC61850, trabajan eficientemente en las comunicaciones (internas /externas) cumpliendo con los requerimientos de los sistemas de protección, supervisión y control.

Este estándar debe tener cualidades de protocolo abierto, capaz de interactuar con diferentes protocolos; pues si la industria en el tiempo desea migrar a otra tecnología; esto debe ser transparente pues su modificación solo debería hacerse en las capas de aplicación o en las interfaces y no en la capa lógica.

En la siguiente Figura 14 se muestran algunos ejemplos de protocolos y tecnologías usados por los actores del sector eléctrico.

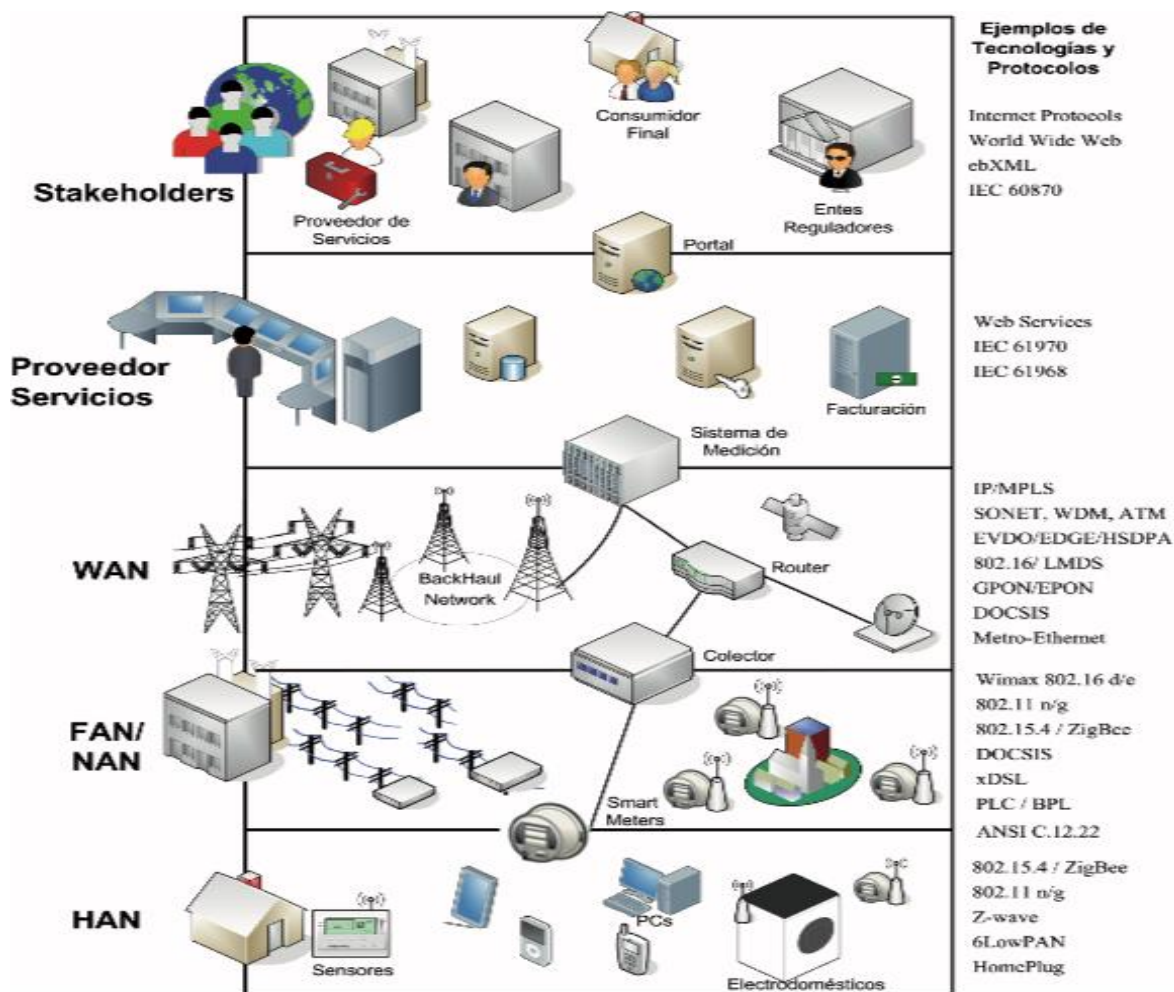


Figura 14. Descripción del ecosistema de redes inteligentes

Fuente: Smart Grid: Las TIC y la modernización de las redes de energía eléctrica - Estado del arte. Adaptada de: Smart Grid High Level Overview (Gunther et al., 2009, p.10)

Para el modelo SGAM seleccionado por la UPME, existen varios protocolos y estándares que son empleados por cada uno de los agentes del sector eléctrico. Entre las diferentes capas del modelo SGAM, se utiliza el estándar EN 60870-5 -101 y EN 60870-5-104 para las comunicaciones. Entre el campo y las estaciones, se utiliza el protocolo de comunicación IEC/EN 61850. En el futuro próximo para realizar la comunicación entre las zonas de operación donde se utilizará el estándar EN 61968-100. Ver Figura 15

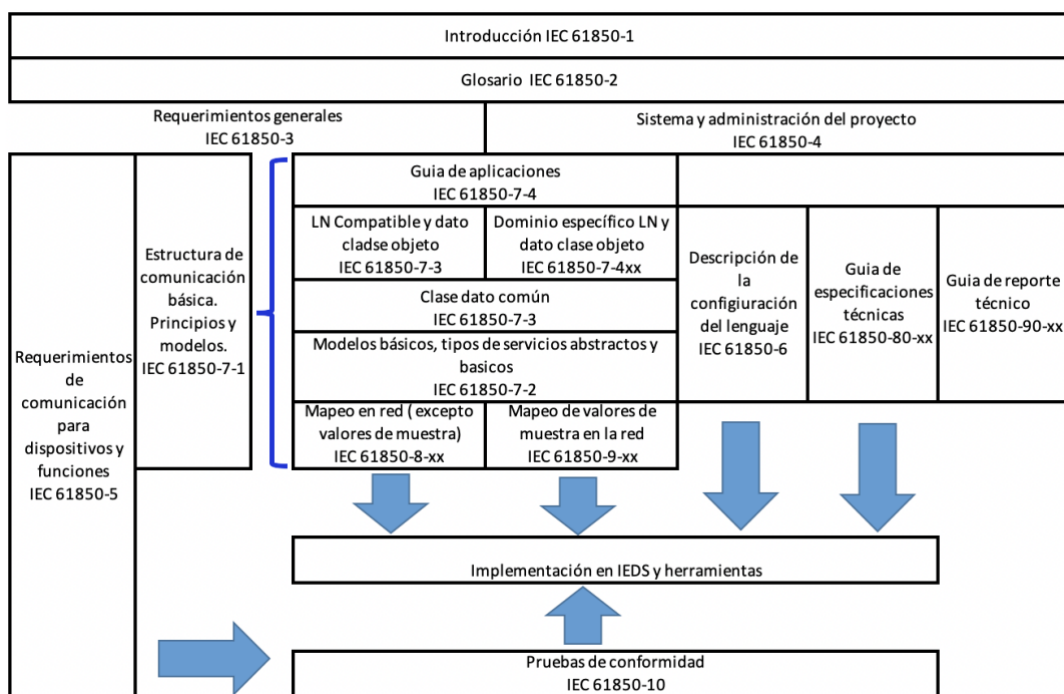


Figura 15. Relaciones del mapeo de la serie IEC 61850

Fuente: Redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia – Un paso hacia la tecnología de las redes inteligentes Smart Grid

Todo lo relacionado con la seguridad y ciber-seguridad en las comunicaciones del modelo SGAM serán atendidas bajo el protocolo de comunicación IEC 62351 [55]. Los equipos utilizados para las telecomunicaciones en un sistema de potencia, deben cumplir con ciertos requerimientos de transmisión para que garanticen el rendimiento dentro del sistema y una eficiencia en la seguridad cibernética, aumentando la confiabilidad del sistema de energía. La seguridad es un requisito muy importante para todos los procesos del sector eléctrico.

Para el intercambio de operación entre el campo, las estaciones y las zonas de operación, el modelo utilizará el estándar IEC/EN 61850. Algunas zonas no tienen definido el estándar o protocolo de comunicación que usará; El protocolo de la serie IEC 62325 que actualmente está disponible se puede usar para todas las operaciones de mercado; así como los protocolos de OASIS Emix y EnergyInterop.

En la documentación del protocolo de la serie IEC 62351 se especifican los tipos de controles de seguridad de los sistemas, redes de comunicación como son el TCP/IP, MMS

y el protocolo IEC 61850. Dentro de la norma, se relacionan las siguientes medidas de seguridad tales como:

- Disminución de ataques debido a descuidos o inconformidad de los usuarios.
- Utilización de firmas digitales en la autenticación.
- Encriptación de claves de autenticación y mensajes.
- Detección de manipulación de los sistemas o accesos.
- Prevención de la suplantación de identidad (Phising)
- Supervisión y seguimiento de todas las variables de la infraestructura.

A continuación, en la Tabla 19 se relacionan algunos estándares disponibles en el proceso de Operación de generación Distribuida, se clasifican según su capa en el modelo de Smart Grid [56].

Tabla 19. Estándares disponibles en el proceso de Operación de generación Distribuida

Capa del modelo	Estándar	Agente	Proceso
Información	EN 61400-25-1 al 25-4	Generador	Para procesos de generación eólicos
	EN 61850-7-410	Generador / Hidroeléctricas	Entre las capas de Campo y Estación en el modelo SGAM
	EN 61850-7-420	Generador /DER	Entre las capas de Campo y Estación en el modelo SGAM
	IEC 61850-90-7	Generador /DER	Para inversores de proceso de generación distribuida
	IEC 62351-1-10	Todos	Protocolos para la gestión de la red con SNMP
	EN 61131	Operador de Red	Controladores programables
	IEC 61499	Operador de Red	Automatización y control distribuido.
	EN 61968	Distribuidor	CIM modelo común de información (Distribución)

	EN 61970	Transmisor	Modelo común de información (Transmisión)
	EN 62325	Todos	Mercado Marco de comunicación
Comunicación	EN 60870-5-101 / 104	Todos	Para los protocolos de transmisión, acceso a la red y en tareas básicas de telecontrol
	EN 61400-25-4	Generador	Para los procesos de comunicación en los aerogeneradores
	EN 62439	Transmisor	En procesos de automatización de redes de alta disponibilidad (PRP y HSR)
	IEC 62351-1-10	Todos	Control de acceso basado en roles y credenciales. Seguridad de los ficheros XML en el receptor. Seguridad en los sistemas de potencia. Uso de TCP/IP, MMS, SMV y perfil TLS
	EN 61968-100	Todos	Utilizado para los sistemas de mensajería mediante web services o lenguajes de programación con Java.
	IEEE 1547	Distribución	Interconexión recursos distribuidos con sistemas de potencia (aplicada en proyectos en EE. UU)
Componentes	IEC 60904 toda la serie	Generación/DER	En procesos de comunicación con dispositivos fotovoltaicos
	EN 61724	Generador/DER	Utilizado en el proceso de supervisión, medición, e intercambio de información de los sistemas fotovoltaico.
	EN 61730	Generador/DER	Respaldando todos los requisitos de seguridad en los

			procesos de generación fotovoltaica.
	EN 61400-1 al -3	Generador/DER	Utilizado en todo el proceso de diseño de las turbinas de viento en las eólicas.
	EN 62600 toda la serie	Generador/DER	Para el proceso de generación de energía marina
	EN 50438	Generador/Distribuidor	Utilizados para la conexión de micro generadores con las redes de distribución de baja tensión.

Fuente: Anexo 8, parte IV Smart Grid visión 2030. UPME

La Tabla 20, muestra un abanico de protocolos de comunicación disponibles para los diferentes tipos de subredes, que están siendo analizados por los organismos internacionales para desarrollarlos en el marco de Smart Grid.

Tabla 20. Abanico de protocolos de comunicación disponibles para los diferentes tipos de subredes

		Suscripción acceso a redes	Red vecina	Multiservicios de retorno de red	Red intra de subestación de gama baja	Red intra subestación	Red interna de subestación	Red central interna	Red troncal	Registro bus red industrial	Operación de la red troncal	Bus de red para la integración de hogar y edificios
		A	B	C	D	E	F	G	H	L	M	N
Protocolos IEEE (MAC-PHY)	IEEE 1901.2 PLC Banda estrecha											
	IEEE 1901.2 PLC Banda ancha											
	IEEE 802.15.4 Bajo poder inalámbrica											
	IEEE 802.11 inalámbrica											
	IEEE 802.3/1 Ethernet											
	IEEE 802.16 Wimax											

5.3 LAS COMUNICACIONES EN REDES INTELIGENTES

Desde el plan nacional de desarrollo 2010 – 2014, existe una estrategia de gobierno, donde tiene un punto específico del Sector Minero energético en Colombia creando una red eléctrica inteligente para pasar de un sistema de potencia a un sistema de energía e incrementar la eficiencia de todo el sistema en un 20%. La estrategia no se desarrolló en este periodo, aunque ha hecho mejoras haciendo uso de las TIC, como promover la oferta de servicios, tramites en línea y sistema de información confiable [57].

Para la construcción de la red eléctrica inteligente, las comunicaciones juegan un rol esencial como habilitador de la inteligencia dentro de la red, para que se pueda realizar el intercambio de información entre los diferentes agentes del sector; la acumulación y almacenamiento de información se usa luego por algoritmos que interpretarán dichos datos y describirán nuestro comportamiento “ingeniería social”; es aquí donde preocupa que dicha información no se maneje de forma adecuada o por la personas adecuadas y se configure un riesgo o vulnerabilidad para las personas en general [58].

El desarrollo que se aplique en las comunicaciones habilitará el uso de los sistemas distribuidos y facilita la integración de las fuentes no convencionales al sistema, optimiza el control de las funciones de generación, e integra a los usuarios con el sistema, pudiéndose realizar el monitoreo y administración del consumo.

Para las redes inteligentes, es claro que se deben organizar diferentes tipos de redes de comunicación, haciendo uso de los recursos desarrollados en la nube y para ello es importante hacer uso de las tecnologías de IoT (Internet of Things). El Internet de las cosas tiene el reto de integrar y conectar a gran velocidad toda la información que se produce en cualquier momento desde cualquier agente del sector en las redes actuales y redes futuras. El internet de las cosas hace referencia a la integración máquina – máquina (M2M) utilizando sensores, internet y protocolos TCP/IP. Son muchas las organizaciones que están trabajando en revisar los protocolos existentes para hacerlos interoperables con la red de sensores y el internet, para esto los protocolos candidatos son Zigbee, Bluetooth, RFID, en redes wifi y protocolos de próxima generación sobre el estándar 802.15.4e en IPv6 [59].

El internet de las cosas IoT, debe integrar diferentes tecnologías de distintos fabricantes, haciendo uso de los protocolos TCP/IP; esto ayudará a la red de potencia a mejorar las fallas en la red como caídas, controlar la conexión y desconexión de dispositivos y de los usuarios en general.

Las redes inteligentes deben lograr la interoperabilidad de todos los interesados “Stakeholder”, satisfaciendo las necesidades de cada uno de ellos, Con el modelo SGAM, se pretende dar la orientación a la arquitectura que supla esas necesidades. Las redes inteligentes puede ser una plataforma donde interaccionan no solo los agentes del sector eléctrico, también comunicaciones, software (desarrollo de aplicaciones), analítica para el análisis de información de las diferentes fuentes. Cada una de estas interacciones puede identificarse dentro de una capa de la arquitectura. Ver Tabla 21.

Tabla 21. Arquitectura de una RI

Capa aplicación	Aplicaciones para contadores y redes inteligentes		Aplicaciones para clientes
Capa de seguridad	Control de acceso, integridad de los datos, autenticación, privacidad y encriptación		
Capa de comunicaciones	WAN	NAN / FAN	HAN / BAN / IAN
Capa de Control	PMUs, Banco capacitivos, seccionadores	Switches, Sensores, Transformadores	Medidores, almacenamiento
Capa de suministro de energía	Generación y Transmisión	Distribución	Usuario final

Fuente: elaborado a partir de XXX

Las comunicaciones, las TIC's, el internet de las cosas, se constituyen una herramienta para lograr los objetivos que tiene Colombia y avanzar en la construcción de las mejoras en el sector eléctrico.

A nivel de telecomunicaciones, para lograr una interoperabilidad en todos los actores del sistema, es necesario una estandarización de la red de comunicación de compañías de servicios, usuarios, equipos de medición inteligente ubicados en los diferentes puntos de la red; así como las aplicaciones que utilizan los diferentes actores; además de tener la capacidad de procesar y convertir los datos provenientes de todos los elementos de la red en información organizada para generar valor en cada uno de los actores del sistema. Debe

ser capaz de capturar, almacenar y procesar los datos provenientes de las diferentes fuentes como generadores, consumidores, distribuidores y operadores de red. Estos serán los retos que la red debe afrontar para lograr una integración en el usuario.

- **Red bidireccional.** Debe contar con una red de acceso que muestre en tiempo real el intercambio de energía que los dispositivos conectados a la red realizan; permitiendo conectar e intercambiar información o comando de instrucciones de manera simple y segura. Es decir, el sistema debe identificar cualquier nuevo dispositivo conectado a la red y establecer un contacto para proceder con el intercambio de información.
- **Medición y revisión.** La tecnología de las redes inteligentes debe permitir mediciones al sistema logrando transformar los datos en información; con la capacidad de revisar comportamiento de los equipos, integridad de la red, soporte en un nivel avanzado a las protecciones del sistema, previniendo robos o pérdida de energía; así como la administración de la congestión o saturación de la red.
- **Integración de elementos activos avanzados.** Debe permitir la integración de elementos a la red para almacenamiento de energía, diagnóstico rápido del comportamiento de la red, así como microelectrónica que ayude en la medición y diagnóstico en tiempo real.
- **Métodos de control avanzado.** Supervisión de los nuevos elementos o componentes de la red para la realización de diagnósticos rápidos para lograr una respuesta oportuna en caso de eventos; mejorando la gestión de activos y la eficiencia en las operaciones.
- **Aplicaciones e interfaces.** Desarrollo de aplicaciones que permitan en tiempo real, corregir, brindar soporte o mejorar la toma de decisión a los usuarios sobre eventos.

6 NORMATIVIDAD APLICADA AL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA

Para identificar las barreras y oportunidades que tiene la implementación de las redes inteligentes en Colombia, se debe revisar la normatividad existente y que aplica para cada uno de los agentes del sistema eléctrico colombiano.

La constitución política de Colombia en su artículo 365, contempla que los servicios públicos son parte esencial en la política social del estado; y por tal, existe una obligación de asegurar su prestación a todos los habitantes de una forma eficiente. Es así que, desde la constitución Política de Colombia, el Estado está llamado a vigilar que la prestación del servicio público se realice de acuerdo a los lineamientos contemplados en cada Ley [60].

Ley 142 de 1994 es específica para los Servicios Públicos Domiciliarios, y en su Artículo 9, se definen los derechos de los usuarios, entre los cuales, se resalta el de poder solicitar y obtener cualquier información de sus actividades y operaciones con el prestador del servicio público; información que debe ser exacta, oportuna y completa. Esta ley protege a los usuarios para que la prestación del servicio se haga con la claridad y con la información que el mismo usuario crea conveniente para una correcta administración y control del consumo [33].

Esta misma ley en su artículo 67 define las funciones del ministerio encargado de velar por la correcta y eficiente prestación del servicio. Entre las cuales se puede señalar que está obligado a identificar y recoger información sobre las nuevas tecnologías, avances tecnológicos, nuevos sistemas de administración para que estos se puedan implementar en los servicios públicos y mejorar sustancialmente dicho servicio. Esto se interpreta, en que el estado debe vigilar que los avances tecnológicos vayan en la misma vía del beneficio del usuario y de la prestación del servicio.

Otro artículo que es importante en el análisis de este tema, es número 144 de la misma Ley, donde se definen o determinan instrumentos individuales para realizar la medición y control del servicio. Y Obliga a los prestadores de servicios y usuarios a cambiarlos cuando los desarrollos tecnológicos dispongan de instrumentos de medición más precisos. Este Artículo abre las posibilidades para que se puedan desarrollar implementaciones de Smart

Metering o mediciones inteligentes, los cuales son importantes y necesarios en el desarrollo de Smart Grid para Colombia.

Ley 143 de 1994. Es una Ley específica para el sector energético en Colombia y determina un régimen para cada agente del sector eléctrico (Generadores, transmisores, distribuidores y Comercializadores). De la presente Ley se pueden resaltar los siguientes artículos. El Artículo 6. Define que las actividades que cada actor del sistema energético realice deben estar regidas por los principios de eficiencia, neutralidad, adaptabilidad, continuidad, calidad, equidad y solidaridad [61].

- **Principio de eficiencia:** Correcta asignación y utilización de los recursos, para garantizar la prestación del servicio al menor costo.
- **Principio de neutralidad:** Tratamiento igual para todos los usuarios en las mismas condiciones, sin discriminación excepto a las condiciones sociales, técnicas para la prestación del servicio.
- **Principio de adaptabilidad:** Incorporación de los avances tecnológicos para la prestación del servicio al menor costo para el usuario.
- **Principio de continuidad:** El servicio se debe prestar aun en casos extremos; existen excepciones como caso fortuito, fuerza mayor o fallas técnicas, o sanciones al usuario por incumplimiento de obligaciones. En todo caso el prestador del servicio debe garantizar la continuidad del servicio a todos los usuarios.
- **Principio de calidad:** Debe cumplir con los requisitos técnicos establecidos para que la prestación del servicio se realice en las condiciones pactadas y reglamentadas por la Ley.
- **Principio de equidad:** Alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en todas las regiones y sectores del país para la prestación del servicio eléctrico, garantizando la satisfacción de las necesidades básicas a toda la población.

- **Principio de solidaridad:** El régimen tarifario, tendrá en cuenta los factores socioeconómicos, donde los sectores de mayor ingreso, colaboren con los usuarios de menores ingresos, y así satisfacer las necesidades básicas de consumo eléctrico.

Esta Ley crea la Unidad administrativa de Planeación Minero Energética en Colombia - UPME y la faculta para que pueda hacer recomendaciones al Ministerio sobre políticas, estrategias para el desarrollo del sector y así mismo construir planes que tengan en cuenta los recursos existentes convencionales y no convencionales. [62]

Resolución CREG 097 de 2008. Define la metodología para el cálculo de las tarifas por concepto de acceso y uso de las redes eléctricas del sistema interconectado nacional en Colombia. Se crean los incentivos para inversión en tecnología que ayude a disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas que impactan a los Transmisores y Distribuidores [63].

Incentivos especiales para mejorar la calidad del servicio a través de los gastos administrativos, operativos y de mantenimiento AOM.

Resolución CREG 179 de 2014. Define la metodología para la remuneración de la distribución eléctrica en Colombia. Incentiva el aumento de coberturas, así como cumplir con los criterios de simplicidad, suficiencia y viabilidad para que contribuya con el fortalecimiento y consolidación del sector y disminución del costo de la transacción [64].

Resoluciones CREG 119 de 2007, CREG 180 de 2014 y CREG 191 de 2014. Hacen referencia a las remuneraciones a los agentes comercializadores minoristas y se define la estructura de costos por la prestación del servicio a los clientes regulados en el sistema interconectado nacional [65].

Otra normatividad específica del sector es la Ley 697 de 2001, que fomenta el uso racional y eficiente de la energía y abre la posibilidad de incorporar a la canasta energética de Colombia, las fuentes alternativas de energía. Define que es el Ministerio de Minas y Energía el responsable de promover y desarrollar planes y programas para que se realice un uso eficiente de la energía; será el encargado de estudiar la viabilidad de implementar energías no convencionales,

En su artículo 9. Se determina que el Ministerio debe realizar una promoción del uso de fuentes no convencionales de energía y será el encargo de determinar los lineamientos, políticas, estrategias para la realización de esta promoción, teniendo como prelación desarrollo de soluciones para las zonas no interconectadas de Colombia.

La UPME revisó la legislación y regulación vigente y mostró algunas observaciones al respecto. En el **Anexo A**, se resumen los documentos normativos que más impactan sobre el sector y en cada uno de los agentes. Mostrando sus oportunidades o el tipo de barrera que presenta para que se pueda evaluar en un escenario de Smart Grids.

6.1 NORMATIVIDAD ESPECÍFICA PARA SMART GRID

En el año 2014, se creación de la Ley 1715 de 2014, en el cual se regula la integración a la canasta energética de Colombia, las fuentes renovables no convencionales. Actualmente está pasando por un proceso de reglamentación involucrando otras entidades del gobierno nacional como es el Ministerio de Medio ambiente, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, DIAN, entre otras. Esta ley se enfoca en siete (7) aspectos específicos sobre los cuales el estado debe crear unos lineamientos. Para el Estado, esta ley cubre los siguientes temas [66].

- **Entrega de excedentes de los auto generadores.** El estado clasifica a los auto generadores en dos grupos; los auto generadores de pequeña escala y gran escala; para estos auto generadores que utilicen las fuentes no convencionales de energía, podrán entregar los excedentes al sistema y obtener créditos de energía, con la posibilidad de poder vender los créditos.
- **Respuesta a la demanda.** El estado delegó en la CREG la construcción de los mecanismos regulatorios para desplazar los picos de consumos y aplanar la curva de consumo o demanda, sin perder los requerimientos de confiabilidad establecidos por Ley.
- **Mecanismos en las Zonas No Interconectadas (ZNI).** En las zonas no interconectadas la generación de energía es usualmente con Diésel; el estado pretende incentivar las fuentes no convencionales para reducir los costos en la prestación del servicio y asimismo disminuir la emisión de CO₂ o gases contaminantes.

- **Creación de incentivos para las empresas interesadas en generación con fuentes no convencionales de energía.** El estado ha definido algunos incentivos como son:
 - No gravar con el impuesto del IVA destinados para la producción de energía a partir de dichas fuentes. También las personas interesadas en la implementación de este tipo de proyectos podrán obtener descuento del 50% hasta los 5 años siguientes a partir del año en que hayan realizado la inversión.
 - Para los equipos, maquinaria, materiales e insumos importados, utilizados en la etapa de preinversión e inversión, existirá la excepción de aranceles. Así mismo se podrá aplicar una depreciación acelerada sobre los activos que sean adquiridos y/o construidos en la etapa de preinversión, inversión y producción.
- **Generación distribuida y microredes.** Construcción de redes pequeñas cerca de la concentración de la población, donde existan fuentes de generación pequeñas capaces de suministrar y satisfacer la demanda de dicha concentración de población.
- **Creación de un Fondo para las Energías No Convencionales (FENOGE).** Este fondo tiene como objetivo poder financiar programas o iniciativas que estén relacionadas con el tema y la gestión eficiente de la energía. Podrá financiar proyectos o planes que impacten en la población de estratos 1, 2 y 3 en cualquiera de los temas relacionados.
- **Eficiencia energética.** Desarrollar soluciones híbridas para la respuesta a la demanda, a un costo razonable,

Aunque la Ley actual contempla algunos incentivos para aquellos proyectos que demuestren utilización de fuentes no convencionales para la generación de energía; esta Ley y junto algunos decretos emitidos por la CREG, organiza los procedimientos a seguir para aplicar a los subsidios o beneficios tributarios [66].

7 RETOS PARA LOS DIFERENTES ACTORES DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

En el presente estudio se identificaron unos retos para cada uno de los actores del sector eléctrico en Colombia; no solo en temas de TIC, sino retos en la implementación de redes inteligentes para Colombia.

7.1 RETOS PARA EL ESTADO

A continuación, se relacionan los retos identificados desde el Estado como un actor del sector energético en Colombia.

- Al crear incentivos para desarrollar las fuentes no convencionales de generación, se debe tener especial cuidado con desincentivar a los generadores actuales, por el contrario, se debe desarrollar otro tipo de incentivos que apliquen a los actuales agentes para que desarrollen la infraestructura en generación, transmisión y distribución [31].
- Incentivar a los consumidores para que el consumo de energía provenga de fuentes no contaminantes, creando impuestos de contaminación e incentivando su participación en el sistema como auto generadores
- Aseguramiento del suministro eléctrico, garantizando la disponibilidad del servicio. Incentivando a los inversionistas para que diversifiquen la canasta energética y afín de atender satisfactoriamente la demanda de energía
- Diversificar la canasta energética, logrando integrar fuentes no convencionales; incentivando a los comercializadores para que tengan transacciones comerciales con empresas de FCNE. Incrementar el consumo de FNCE año a año colocando indicadores que midan el comportamiento y consumo de estas fuentes.
- Incentivos fiscales para aquellos inversionistas que deseen desarrollar el mercado energético con fuentes no convencionales colocando límites máximos y mínimos de generación.
- Disminuir la participación de la canasta energética la generación de energía con fuentes que tengan emisión de CO₂ en sectores como comercio menor y hogares.

- Eliminar permisos de construcción de nuevas plantas generadoras térmicas, interviniendo los precios del carbón para incentivar la creación de otras fuentes de energía; exigir a las generadoras térmicas que participan de la canasta energética más obligaciones ambientales, como son captura de gases y administración segura de las partículas contaminantes.
- Disminuir el uso de los combustibles fósiles en el servicio de transporte público y privado, reduciendo los costos de los vehículos eléctricos y construyendo un plan de financiación para el reemplazo gradual de esta tecnología.
- Sincronizar los sectores de telecomunicaciones y minas y energía para desarrollar proyectos comunes, encaminados a la implementación de redes inteligentes en Colombia.

7.2 RETOS PARA LOS GENERADORES

Para los generadores (térmicos e hidráulicos) se identificaron los siguientes retos:

- Precios del carbón y combustible; no existen garantías en que los precios de estos insumos se mantengan en el largo plazo. Sumado a que este recurso pertenece a los clasificados como “recursos no renovables”
- Costos elevados de las tecnologías para descarbonizar las fuentes a mediano plazo.
- Los precios tienen comportamientos volátiles y no ayudan a modificar el comportamiento de los consumidores
- El costo de la producción de electricidad podría impactar a los clientes comerciales y de industria a tal punto de afectar su actividad económica.
- Automatizar la respuesta a la demanda, según la necesidad de la red o de los operadores.
- Generación a pequeña escala, cerca de los centros poblados y en alianza con los cogeneradores, con la capacidad de reaccionar rápidamente a la demanda.
- Incrementar los controles y el monitoreo de las unidades de generación y de los elementos conectados a la red.
- Resolver las restricciones técnicas para integrar los pequeños centros de generación distribuida al sistema de generación.

7.3 RETOS PARA LOS TRANSMISORES

Los transmisores tienen algunos retos que deben afrontar en un escenario de implementación de redes inteligentes, estos son:

- Reducir las pérdidas técnicas por las largas distancias del cableado del sistema interconectado Regional, Local y Nacional.
- Dejar de ser un medio pasivo para convertirse en un medio inteligente y activo en la toma de decisiones e interacción con los demás actores o agentes.
- Automatización de la red de transmisión para reducir los tiempos de respuesta frente a eventos donde sean impactados los distribuidores o demás agentes.
- Implementar subestaciones inteligentes, las cuales puedan automatizar la concentración de información de los generadores y de los operadores de red, así como los algoritmos que ayuden a la localización de errores o fallas, reconfiguración de la red y reposición de suministro de energía.

7.4 RETOS PARA LOS DISTRIBUIDORES Y/O OPERADORES DE RED

Los distribuidores y/o operadores de red, también tienen retos, los cuales fueron identificados, son los agentes que más interactúan con los usuarios y/o consumidores; para ellos los retos son:

- Administración de los picos de carga. Sin una correcta administración de la demanda del servicio en los puntos de mayor consumo, la red puede deteriorarse fácilmente dejando fuera de servicio la red.
- Desarrollo de tecnologías que faciliten el flujo de energía en ambos sentidos (generador – consumidor). Esto habilita la micro generación y abre la posibilidad de que los consumidores puedan ser prosumidores dentro del sistema energético.
- Despliegue de los contadores o medidores inteligentes. El costo de estos equipos debe ser asumidos por el distribuidor o el prestador del servicio.
- Influenciar en los consumidores, mostrando los beneficios de adquirir los medidores inteligentes, realizando programas de entrenamiento y desarrollando aplicaciones

que impacten en el usuario final; y a su vez disminuyan los costos del despliegue en los prestadores del servicio.

- Con la implementación de los medidores inteligentes por parte de los usuarios, se podrán conocer los consumos hora a hora; esto es un gran volumen de datos y necesita organizarse para construir información la cual se pueda analizar, por ejemplo, para planificar adecuadamente la demanda y ofrecer tarifas ajustadas a los usuarios.
- Modificar el comportamiento de los consumidores a fin de mover o desplazar el consumo de energía de las horas pico a las horas valle.
- Recopilar, procesar y analizar la información de los usuarios, de la red y del sistema para toma de decisiones en tiempo real.
- Implementar controles para garantizar la seguridad, confidencialidad y protección de la información.

7.5 RETOS PARA XM - ADMINISTRADORES DEL SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES

XM como administrador del sistema de intercambio comercial y responsable de controlar que la demanda de energía del país sea atendida eficientemente, y con el compromiso de cambiar el modelo para poder integrar fuentes asíncronas de generación de energía a la canasta energética en Colombia, también tiene unos retos en el desarrollo de redes inteligentes.

- Para la ASIC es un reto poder integrar las fuentes no síncronas a la matriz energética; pues toda la operación, códigos de red y procedimientos transaccionales fueron contruidos para fuentes de generación síncrona o permanente. Debe identificar los mínimos requerimientos técnicos que garanticen continuidad en el suministro, suficiencia y los niveles adecuados de calidad de la operación.
- Actualmente los agentes generadores están representados en fronteras, los cuales realizan el intercambio de información con el Centro Nacional de Despacho, éstos cumplen con unos requisitos de procedimientos e información cuando se realiza la entrada o salida de operación. Asimismo, los agentes generadores de fuentes síncronas, se les debe especificar unos requisitos mininos para garantizar continuidad en el suministro, suficiencia y calidad en la operación.

- También deben cumplir unos requerimientos operativos como son cálculos de reservas, pronósticos de demandas, despacho y redespacho y pronósticos de producción de generación.

La concepción de red Inteligente como un sistema, tiene una gran complejidad tecnológica y organizacional; no es solo el sector eléctrico encargado de desarrollarlo; necesita de la participación diversa de la rama de la ingeniería. Poder integrar los sistemas y desarrollos TIC con cada uno de los agentes del sistema eléctrico (generación, transmisión, distribución, almacenamiento y consumo) es el mayor desafío que tiene la red inteligente [41].

Se debe contar con una metodología adecuada y clara que garantice que las especificaciones técnicas y la implementación no tengan diferencias. Para el Estado no es fácil la construcción de una red inteligente basado en un sistema de red como el sistema eléctrico, pues debe tener en cuenta las condiciones y elementos de sus agentes para convertirlo en interoperable [67].

El tema de seguridad y ciberseguridad es clave en la construcción de los sistemas inteligentes, se debe validar los estándares de seguridad que aplican a cada alternativa de solución planteada. Qué condiciones técnicas y estructurales son necesarias para mantener condiciones de seguridad en los sistemas de información y privacidad y protección de la información personal y del sistema; La protección de datos personales, es una preocupación de las entidades encargadas del despliegue de redes inteligentes, debido al riesgo de perder la integridad y seguridad, cuando se implementen los contadores inteligentes, los cuales pueden construir patrones de comportamiento del usuario y poner al descubierto información relativa a la vida del usuario final o consumidor [68].

7.6 CARACTERIZACIÓN Y RETOS DEL CONSUMIDOR EN EL MARCO DE SMART GRID

Son visibles algunos beneficios que ofrece una red *Smart Grid* en cuanto a capacidades tecnológicas, reducción de costos e integración activa entre los diferentes agentes; es importante no descuidar la inversión que debe realizar en tecnologías de comunicación. Los grandes temores en este punto es la rápida obsolescencia que dicha tecnología tiene, y esto hace que la adopción de la tecnología sea lenta. Para los hogares se desarrolla la red HAN (Home Area Network) y para que tengan el beneficio esperado, se debe lograr la interoperabilidad con los demás medios de comunicación de los operadores de red. [69] [70].

La administración de la seguridad y ciberseguridad es sin duda uno de los grandes retos o desafíos que tiene la implementación de redes inteligentes; siendo las comunicaciones entre los agentes del sector eléctrico el pilar o eje fundamental en el cual se basa las redes inteligentes. Los requisitos de seguridad para las redes inteligentes, no están definidos; para tener una buena gestión y protección de la energía en un contexto de redes inteligentes, éstos deben incluir medidas para garantizar la confidencialidad, disponibilidad e integridad de la información, las comunicaciones y los dispositivos electrónicos [71].

La incorporación de nuevas tecnologías en los escenarios de redes inteligentes hace que otros mercados y nuevos modelos de negocio surjan y diversifiquen los agentes que participan en el sistema eléctrico. Los usuarios tienen la posibilidad de convertirse en generadores, pueden pasar de ser consumidores a prosumidores (consumidor y generador) [72].

La implementación de contadores inteligentes en los usuarios, permitirá la discriminación tarifaria por hora, permitiendo al usuario conocer los costos de la energía consumida en cada momento y así podrá ajustar su comportamiento, logrando un ahorro en la facturación electrónica.

Los usuarios podrán contratar el suministro de energía con diferentes comercializadores según las tarifas horarias o cambiar la potencia en tiempo real sin la intervención de un operador en el domicilio [73].

Los usuarios deben aprender y optimizar el suministro de energía a través de los elementos de almacenamiento de energía como puede ser el vehículo eléctrico. Éstos, pueden proveer de energía a los usuarios en las horas de mayor consumo, donde el valor del KW/h es mayor. La recarga de estas baterías se puede hacer en los horarios donde el consumo sea bajo y por ende el costo del mismo menor [74].

Un gran desafío para los operadores de red en la integración de los usuarios al sistema con una participación activa será la retroalimentación de la información, la modificación del comportamiento del consumo y comunicaciones bidireccionales. La retroalimentación de información como el precio en tiempo real, estatus del consumo, tendencias, proyecciones, entre otros. Modificación del comportamiento del consumo para lograr eficiencia en la generación, aplanando la curva de consumo y comunicaciones bidireccionales para que los usuarios que sean autogeneradores, entreguen los excedentes de generación al sistema [75].

8 METODOLOGÍA PARA LA PRIORIZACION DE RETOS

Seleccionar una opción de entre varias alternativas, es un proceso complejo; identificar a juicio o criterio del individuo la o las mejores opciones, es un proceso racional o irracional en la toma de decisiones; El resultado de la decisión, depende de la metodología seleccionada, se debe sustentar la opción escogida dentro de las alternativas planteadas [76].

Para una toma de decisión correcta, se deben tener presente algunas características las cuales identifican si está encaminada con el objetivo, si se tiene toda la información o si hay algunas preferencias por quien toma la decisión. En todos los casos, existen herramientas de análisis de decisión que pueden ayudar en el ejercicio de la toma de decisión sin perder la objetividad. Cuando existen varias partes interesadas, la técnica multicriterio, brinda ayuda a enfocarse en lo realmente importante, pues analiza cada problema de forma individual, hace una división más pequeña de todo el ejercicio y las integra para producir una solución que se ajusta al logro de los objetivos [77].

Existen diferentes campos de acción donde dichas técnicas, pueden resultar de gran utilidad, selección de carteras para inversores, licitaciones públicas, valoración de activos, selección de proveedores, selección de alternativas; esta técnica demuestra que permite mejorar la toma de decisiones en una amplia variedad de ámbitos [78].

De las diferentes técnicas multicriterio para la toma de decisiones (Critic, pres, scoring, ahp, anp), se destacan Scoring, AHP y ANP; y entre los más utilizados se encuentra en AHP. El método AHP, es uno de los más usados para escoger dentro de varias alternativas la mejor, teniendo en cuenta las principales características y particularidades. Ha sido usado para la priorización de proyectos y planes de generación de microredes, para obtener el mejor proceso de información en un sistema de medición de energía y seleccionar una infraestructura de medición inteligente de acuerdo con las necesidades de determinada empresa [79].

La Figura 16, muestra los métodos más utilizados en la selección de proyectos de gestión energética y generación de energías renovables. Lo cual le da mayor soporte a la aplicación de dicho método en este ejercicio; pues se ajusta al proceso de priorizar las alternativas y el impacto que tienen dichas alternativas sobre cada uno de los agentes del sector eléctrico en Colombia.

Método	AHP	ANP	SAW	TOPSIS	ELECTRE	LA	GP	MOP	VIKOR	DEMATEL	PROMETHEE	SMART	FMCDM	Group MCDM	Group Decision Making multiple criteria analysis	MAUT/MAVT	Compromise Programming	SMAA	OWA	DSS	DEA	choquet integral rough sets Theory	Fuzzy set theory	Heuristic Algorithms	Other Methods	Total (Fuzzy/Crisp)	Total	
Aplicación																												
Ambiental	3				1			1			3			1	1	2	1	2	1	9						2	27	32
Administración	1												3							1							5	
Gestión del Agua	5		1	1	2		1				3						3		1	2			1		3	28	29	
Negocios y Finanzas	9	4	1	5	1		2	1	1	1	1				1	1			1	1					7	39	65	
Gerencia	5	2		2									8	1							1				2	26		
Transporte y	14	11		8			6	7	2	1	2	1		2	1			1	2	2	2	2		5	5	12	79	
Logística	9			5	1		2	4	1			1	4	2										8		2	39	
Manufactura y	4	1		1			1	5	1							1	1			3	2			8	5	34	48	
Ensamblado	4			1			1				1		4	1									2			5	14	
Gestión Energética	5				2			3			3		2		1	1				1				1		5	21	24
Agricultura y																											3	12
Gestión Forestal	1						2																				0	
Gerencia y	9	6		3	1	1	2	4		1	4				2	1	1			1	2			1	8	47	58	
Planeamiento Estratégico	3			1			1						5							1						11		
Gestión de Proyectos	11	4		4			3	1		1				2	1					2	1				9	40	51	
Y Evaluación	6											1	1						3				1			11		
Servicio Social	1	2		1			1	3																	3	11	12	
				1																						1		
Servicio Militar	2			1				1			1	1								1					3	10	13	
															1					1						3		
Otros Temas	7	3	1	4				4			1	1	2				1			1	1	2		1	2	8	39	50
	3	1		1									4							1						2	11	
Artículos que no aplican	38	3	2	10	7		15	16	3	1	3	1		1	4		7	1	8	6	12	8	6	2		4	72	230
	2			5				3					1					2					12		9	44	274	
Total	142	37	5	54	15	1	37	53	8	5	22	5	4	7	15	11	1	9	11	8	44	17	10	3	33	18	155	786

Figura 16. Resumen de aplicación de técnicas en la toma de decisión

Fuente: Multiple criteria decision-making techniques and their applications – a review of the literature from 2000 to 2014 [80]

8.1 METODO MULTICRITERIO AHP

El método AHP (*Analytic Hierarchy Process*) o proceso analítico jerárquico, es una técnica utilizada para realizar mediciones a través de las comparaciones organizadas en pares y ajustadas según juicios de expertos, con el único propósito de obtener una escala priorizada. Es una metodología desarrollada por el Sr Thomas L. Staay [81]. Es necesario que los involucrados o expertos, conozcan en profundidad el tema tratado, para construir una jerarquía con suficiente detalle, los cuales deben ser relevantes para descubrir el problema.

Cuando la jerarquía está construida, los expertos evalúan cada uno de los elementos de la jerarquía haciendo una comparación entre dichos elementos, buscando la importancia de cada uno de los elementos con el elemento superior y con el cual está relacionado. Los expertos pueden usar criterios cuantificables o usar sus propios juicios según su nivel de relevancia. Cada comparación es evaluada con un índice de preferencia y comparada con la escala numérica del autor de la metodología. La Tabla 22 muestra la escala de Saaty según su importancia.

Realizado el proceso de comparación entre alternativa y criterio, a cada una se le asigna un peso o valor numérico de la escala. Al final del ejercicio, los valores obtenidos representan cuál de las alternativas tiene mayor peso para lograr cumplir con el objetivo general del problema.

Tabla 22. Escala de Saaty

Escala Numérica	Escala Verbal	Detalle de la escala
1	Igual importancia	Los elementos contribuyen de la misma forma a la propiedad o criterio
3	Moderadamente mas importe que el otro elemento	El juicio /Experiencia favorecen un elemento sobre el otro.
5	Fuertemente mas importante un elemento que el otro	El juicio /Experiencia favorecen fuertemente un elemento sobre el otro.
7	Mucho más fuerte la importancia de un elemento que el otro	Un elemento domina fuertemente y está comprobado en la práctica
9	Importancia extrema de un elemento sobre otro.	Un elemento domina otro con el orden de mayor magnitud posible.

Fuente: elaboración propia a partir de Que es y cómo se usa. Modelo matemático [81].

8.2 PRIORIZACIÓN DE RETOS DE LOS AGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO

En el desarrollo del ejercicio, se identificaron grandes retos para cada uno de los agentes del sector eléctrico incluido el consumidor con rol activo dentro del sistema y se organizaron en la . Para el consumidor como un nuevo integrante del sector eléctrico con un rol activo, también se hizo una ponderación de cada reto tecnológico y no tecnológico, dependiendo de su impacto, comparado con los demás agentes del sector.

Tabla 23. Se le asignó una puntuación a cada reto dependiendo del impacto que tiene en cada agente del sector eléctrico en Colombia. Para el consumidor como un nuevo integrante del sector eléctrico con un rol activo, también se hizo una ponderación de cada reto tecnológico y no tecnológico, dependiendo de su impacto, comparado con los demás agentes del sector.

Tabla 23. Identificación de retos por actor

Reto	Consumidor	Generadores	Transmisores	Distribuidores / Operadores de Red	Estado	XM	Total
Tecnologías aplicadas	1	5	3	7	1	7	24
Manejo y conocimiento de la información en tiempo real	3	5	1	7	3	7	26
Seguridad y Ciberseguridad	5	7	7	7	3	7	36
Protección de la información	7	3	3	7	1	1	22
Metodología de implementación de redes inteligentes	3	3	3	3	5	5	22
Disponibilidad del servicio de energía	7	3	3	7	7	7	34
Incentivos	7	7	7	7	1	1	30
Obligaciones ambientales	1	7	7	7	7	1	30

Costos de producción	1	7	3	3	5	1	20
Integrar fuentes asincronas.	3	5	3	3	7	7	28
Comportamiento de Consumo	7	7	7	7	1	3	32
Precios	5	5	3	5	1	1	20
Desarrollo de FNCE	1	5	1	3	7	5	22
Capacitación y Entrenamiento	1	1	1	3	5	5	16
Precios del carbón	3	7	1	3	5	1	20
Diversificar la canasta energética	3	5	1	3	7	5	24

Fuente: Elaboración propia a partir de la información consultada

Como se observa, todos los integrantes del mercado energético son impactados en la implementación de redes inteligentes. Implica desarrollar una serie de cambios técnicos y no técnicos a todo nivel (en la red, en la regulación, en la forma de prestar el servicio, en la forma de consumir), es importante lograr una armonía entre todos los integrantes del mercado eléctrico.

Para esta investigación, interesa identificar los retos TIC y su impacto en cada uno de los agentes del sector, sobre todo en los que impactan directamente sobre los consumidores. Se seleccionaron los retos TIC de la Tabla 24 y se les pidió a tres expertos que asignaran valores de acuerdo con el impacto en cada actor.

Se definen cada uno de los retos tic seleccionados para realizar su priorización.

- **Tecnologías aplicadas.** Todos los elementos de red, hardware, software y aplicaciones que sirven para apalancar el desarrollo de las redes inteligentes en Colombia.
- **Manejo y conocimiento de la información en tiempo real.** Conocer la información generada desde los usuarios hasta los generadores en el mismo momento, desde la fuente para poder procesarla y generar acciones inmediatas.
- **Seguridad y Ciberseguridad.** Se refiere a la protección de activos de información a través del manejo y control de las amenazas que ponen en riesgo la información

que se origina desde los usuarios hasta los generadores y que están estrechamente interconectada.

- **Protección de la información.** La información que fluye por la red requiere medidas de protección acorde a su criticidad, importancia u origen. La información que maneja cada agente del sector incluido el consumidor o cliente requiere un nivel de seguridad.
- **Capacitación y entrenamiento.** La sensibilización de las mejoras y beneficios de una red inteligente para Colombia a cada uno de los usuarios y/o consumidores utilizando elementos pedagógicos como charlas, talleres y orientación individualizada.

Tabla 24. Priorización de retos por el Experto 1

Reto	Consumidor	Generadores	Transmisores	Distribuidores / Operadores de Red	Estado	XM	Total
Tecnologías aplicadas	3	5	1	7	1	5	22
Manejo y conocimiento de la información en tiempo real	7	7	5	7	1	7	34
Seguridad y Ciberseguridad	7	7	7	7	7	7	42
Protección de la información	5	7	3	7	7	7	36
Capacitación y Entrenamiento	7	3	1	5	3	1	20

Fuente: Elaboración propia

Tabla 25. Priorización de retos por el Experto 2

Reto	Consumidor	Generadores	Transmisores	Distribuidores / Operadores de Red	Estado	XM	Total
Tecnologías aplicadas	1	3	5	7	3	7	26
Manejo y conocimiento de la información en tiempo real	1	5	1	7	1	7	22
Seguridad y Ciberseguridad	3	7	5	7	3	7	32

Protección de la información	7	5	1	7	1	7	28
Capacitación y Entrenamiento	5	1	1	7	1	5	20

Fuente: Elaboración propia

Tabla 26. Priorización de retos por el Experto 3

Reto	Consumidor	Generadores	Transmisores	Distribuidores / Operadores de Red	Estado	XM	Total
Tecnologías aplicadas	5	7	3	5	5	1	26
Manejo y conocimiento de la información en tiempo real	5	3	3	5	3	7	26
Seguridad y Ciberseguridad	7	7	7	7	5	7	40
Protección de la información	7	5	1	7	1	7	28
Capacitación y Entrenamiento	7	1	1	7	1	7	24

Fuente: Elaboración propia

Para priorizar los retos TIC seleccionados de la Tabla 23, se utiliza la matriz de priorización donde se pueden clasificar y evaluar las distintas alternativas según el impacto en cada uno de los diferentes agentes del sector eléctrico y específicamente en el consumidor. Se les asigna una puntuación de acuerdo con la escala de Saaty. Se tomó la experticia en el tema del funcionario del sector, quien, a criterio propio y basado en dicha escala, asignó los valores por cada reto y su impacto en cada agente del sector.

Como resultado los tres (3) expertos invitados, dieron prioridad al reto tecnológico correspondiente a la seguridad y ciberseguridad **ver anexo c**. La UPME tiene este reto identificado y le da peso en el ejercicio de implementación, pues puede ser una barrera en el despliegue de redes inteligentes en Colombia. El cual se tomará como reto para el desarrollo de la estrategia.

Como ejercicio didáctico antes de plantear una estrategia para el consumidor, se asociaron estrategias para los retos tic que impactan directamente sobre el consumidor. En la tabla 27 se describen de forma superficial.

Tabla 27. Matriz de relacion reto/estrategia para el consumidor

#	Reto	Estrategias
1	Tecnologías aplicadas	• Uso de IoT. Fomentar la creación de HAN • Uso de protocolos de comunicación (Zegbee, Zigbee, Bluetooth, Wimax, WirelessHart, Wlan, tecnología celular • Usar la red de fibra Nacional
2	Manejo y conocimiento de la información en tiempo real	• A través de los medidores inteligentes en red NAN en estratos 1, 2 y 3 • Uso de medidores inteligentes en red HAN estrados 4 y superiores
3	Seguridad y Ciberseguridad	• VPN • ISO 27001 • El perfil de usuario como nuevo activo crítico.
4	Protección de la información	• Encriptar la información desde el usuario hasta el generador • Ley 1581 de 2011 • Protección y seguridad de la información personal • Delimitar los datos recolectados, finalidad y el tiempo de conservación
5	Capacitación y Entrenamiento	• Sensibilización del ahorro en la facturación mensual • Capacitación en uso de la información recolectada.

Fuente: Elaboración propia

La seguridad y ciberseguridad será clave en el despliegue de redes eléctricas, pues la vulnerabilidad y los riesgos asociados al flujo de información personal y confidencial que se maneje desde el usuario o consumidor pasando por cada uno de los actores del sector será

cada vez mayor; por tanto, es indispensable asegurar en cada punto donde se genere información, las condiciones de tráfico, encriptación y unas políticas de manejo de información acordes a los riesgos.

9 PROPUESTA DE ESTRATEGIAS PARA AFRONTAR RETOS EN EL CONSUMIDOR

Partiendo de los retos priorizados en el capítulo 8.2 y en línea con las iniciativas que Colombia ha desarrollado, las cuales han sido documentadas en el capítulo 3.3, se ha seleccionado el reto de seguridad y ciberseguridad para el desarrollo de la estrategia, el cual tuvo relevancia para los expertos e impacta al consumidor y a todos los actores del sector eléctrico; El mayor desarrollo está basado en la tecnología AMI con la implementación de medidores inteligentes donde el flujo de información será la constante y con ello los riesgos y vulnerabilidades asociados al intercambio de información privada o sensible.

Se tienen identificados los retos que deben enfrentar cada uno de los agentes del sector eléctrico en Colombia, y poco se ha analizado si desde los clientes o usuarios finales dependen algunos factores para que el desarrollo de las redes inteligentes se haga de forma exitosa o facilite sin obstáculos su implementación. La UPME realiza recomendaciones técnicas en ciberseguridad como protocolos, estándares y especificaciones, y menciona que debe ser incorporada en la fase del diseño y no añadida en etapas posteriores, se enfoca en la interoperabilidad de la red integrando la ciberseguridad.

El planteamiento de la estrategia para enfrentar el reto de seguridad y ciberseguridad tiene dos principios fundamentales y tres dimensiones estratégicas las cuales ayudan a la implementación de redes inteligentes en Colombia.



Figura 17. Diseño planteamiento de la estrategia

Fuente: Elaboración propia a partir de la información consultada

El primer principio es la protección y custodia de los activos críticos de cada uno de los agentes del sector eléctrico en Colombia, incluido los nuevos elementos de red que desde el usuario son críticos en el escenario de redes inteligentes. El segundo principio es la información del perfil de los usuarios que constituye el nuevo activo crítico dentro del catálogo de activos del sector y del cual se tiene administración y programas para mitigación de riesgos.

Por su parte las tres dimensiones estratégicas corresponden a; 1) Disminuir el impacto económico que tiene la adquisición de medidores inteligentes por parte de los usuarios y/o consumidores. 2) Utilización de la red de fibra del proyecto de interconexión nacional de fibra óptica que tiene Colombia. y 3) sensibilización ciudadana para la seguridad digital

A continuación, se detalla el plan de acción para desarrollar la estrategia planteada.

1. Colocando medidores inteligentes en sectores como barrios, condominios, edificios, los operadores de red tienen la información que se genera desde los usuarios, organizando las mallas de la red en redes tipo HAN o NAN. Los medidores inteligentes ubicados en zonas, barrios, condominios o pequeños sectores, hará que se puedan crear perfil de usuarios de dichas zonas, con lo cual el operador de red genera sus acciones para

aplanar la curva de consumo, reparación de fallas técnicas, y no técnicas en dicho sector; Los usuarios no realizarán inversiones en cambio de medidores o interconexión a la red para hacer parte de la red inteligente.

En Colombia según RADDAR CKG; los usuarios consumidores están concentrados en estratos 1, 2 y 3 (90.6%) siendo una población importante que no cuenta con los recursos, accesos y medios para adquirir medidores inteligentes y/o conectarse a internet; y el 70% de las fallas no técnicas de los distribuidores están concentradas en esta población.

2. Utilizar la Fibra óptica desplegada a nivel nacional del proyecto de interconexión de fibra óptica, que conecte los medidores inteligentes en cada zona /barrio / Condominio y recoja la información de consumo y perfil de usuario. Ni los operadores de red ni los usuarios tienen que realizar inversiones mayores para interconectar los medidores a los concentradores de red que tomarán la información para llevarla finalmente al repositorio.

El proyecto nacional de fibra óptica ha avanzado de forma visible y hoy son más de 1075 municipios conectados, lo cual facilita para el proyecto de redes inteligentes, pues ya se tiene el primer paso en la interconexión del país geográficamente hablando; por lo tanto es la fibra óptica el activo que apalanca el despliegue de las redes inteligentes en Colombia.

3. Sensibilizar a la ciudadanía sobre los riesgos y beneficios de la utilización de los elementos digitales. Todos los usuarios y/o consumidores recibirán talleres, capacitación, charlas sobre los beneficios de estar conectados a la red eléctrica inteligente para que sean motivados a hacer parte de ella. Así mismo también se tratan temas como riesgos en la transmisión de la información.

Los usuarios conocen la información del consumo “promedio” de la zona o sector y comparan su consumo con el del promedio para identificar donde mejora su consumo y reduce costos; en la medida en que el usuario vea útil la información suministrada por el sistema y reducir los costos de su consumo energético, se motiva para adquirir medidores inteligentes en su hogar y para el operador de red también es conveniente, dado que la fuente de información

ya está en cada hogar. Es un ejercicio que se tiene que hacer gradualmente, mientras la población toma conciencia y ve los beneficios de tener información en tiempo real.

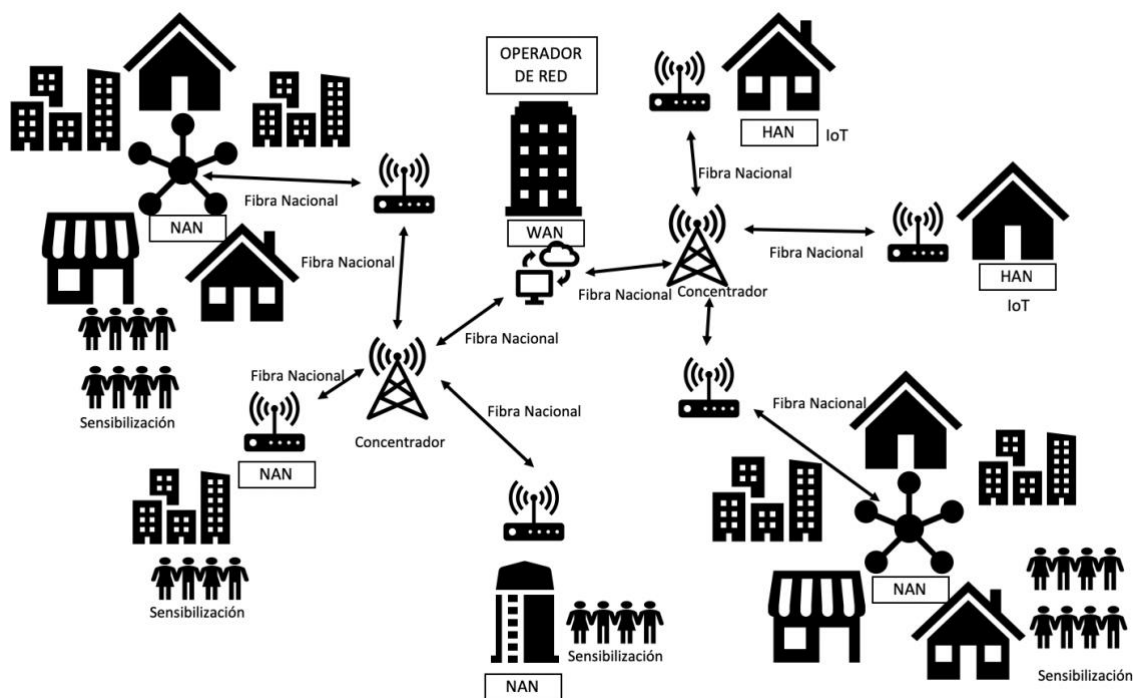


Figura 18. Estructura de comunicación usando IoT y Fibra Óptica Nacional

Fuente: Elaboración propia a partir de la información consultada

La seguridad y ciberseguridad es un concepto importante para el usuario y para los agentes del sector eléctrico; el conpes 3854 de 2017 tiene como política fortalecer los controles y mitigar los riesgos sobre los activos del sector eléctrico en Colombia. Con la actualización del catalogo de activos críticos que hacen los agentes, según resolución CREG 038, los medidores inteligentes y la información de perfil de usuario hacen parte de ese catalogo de activos críticos del sector eléctrico.

El perfil de usuario que se crea de la información recolectada desde los medidores inteligentes es el nuevo activo critico que tiene aplicación de políticas y planes de protección como los demás activos del catalogo de activos del sector.

10 CONCLUSIONES

Todos los proyectos de redes inteligentes en el mundo están vinculadas a iniciativas de ciudades inteligentes, donde se puedan aprovechar todos recursos; y Estado / Comunidad se beneficien de dichos logros. Reducir el impacto ambiental disminuyendo el uso de combustibles fósiles, es una de las metas de ciudades inteligentes; esta meta es viable alcanzarla incluyendo en la canasta energética fuentes de generación de energía renovables; pero no se está totalmente preparados para incluir fuentes asíncronas a las ya establecidas; se debe cambiar el modelo de operación, las políticas del sector, normatividad, incluso los usuarios deben realizar cambios culturales o de consumo.

Además del impacto ambiental que tienen estos proyectos; como país se debería estar preparados para el incremento proyectado de consumidores en el corto plazo; así como las nuevas invenciones que tienen relación directa con el consumo de energía, tal es el caso de los vehículos eléctricos.

Se identificaron los retos TIC del consumidor desde la perspectiva de los demás actores del sector los cuales fueron desarrollados en el capítulo 7.6 del presente documento; entre los cuales se encuentra la correcta utilización de los elementos activos de la red para la construcción del perfil de usuario y sus riesgos asociados. La información del perfil de usuario será el nuevo activo crítico del sector eléctrico el cual debe tener unas políticas y planes de conservación y protección.

La UPME, como entidad de planeación del sector, definió que el modelo que mas conviene al país sería el modelo SGAM, y escogió desarrollarlo con los usuarios del sistema interconectado nacional (SIN), por su nivel de impacto y por los recursos existentes; asimismo, seleccionó la tecnología AMI para avanzar en la primera fase con funcionalidades tales como lectura remota, detección de manipulación, información a usuarios, limitación en potencia (Gestión de la demanda).

En el *roadmap* que despliega las redes inteligentes en Colombia, revisó las barreras actuales desde lo político, técnico, normativo, social y ambiental; así como el esfuerzo que debe hacer cada agente del sector para lograr esta implementación.

Con la implementación de las redes inteligentes, el consumidor cambia de rol; tiene la opción de utilizar las fuentes no convencionales de generación de energía y aportar sus excedentes al sistema; esto lo convierte en un “prosumidor”, y sumado a los beneficios de contar con medidores inteligentes, donde revisará el comportamiento de consumo, hacer gestión de su demanda y determinar a quien le compra la energía; esto le otorga un poder en la toma de decisión de su consumo.

El consumidor debe prepararse para los cambios que la implementación de las redes inteligentes traerá; modificando sus hábitos de consumo a partir de conocer la información tarifaria, convirtiéndose en un consumidor activo generando su propia energía. Este nuevo rol implica mayor flujo de información confidencial y privada desde el usuario hasta el generador y viceversa que debe cumplir con protocolos y normas de ciberseguridad. Estar conscientes de los riesgos e implicaciones y como afrontarlos será un reto en la expansión de las redes inteligentes en Colombia.

La sensibilización a los consumidores y usuarios finales en general será un ejercicio importante, y la forma en que se envíe el mensaje dependerá el éxito en la implementación de redes inteligentes. Enfocarse en dos puntos esenciales importantes para el usuario: disminuir el gasto en la facturación mensual y protección y seguridad en la información que consumos, hábitos, composición familiar, entre otros.

Cada agente del sector tiene unos retos definidos en la implementación de redes inteligentes; a nivel de TIC se identificaron retos en comunicaciones, el protocolo IP en su versión 6, permitirá mejorar las comunicaciones entre todos los agentes, dado que es un protocolo abierto. La interoperabilidad, mejorar la latencia y las condiciones en el procesamiento de información también son elementos claves a nivel TIC para cada agente del sector. La utilización de la fibra del proyecto de interconexión nacional con fibra óptica apalancará el despliegue de la red inteligente en Colombia.

Todos los agentes tienen un reto común y es la protección de la información que se genere en cada punto y en cada elemento de la red. Utilizar buenas prácticas y recomendaciones internacionales, será clave en el desarrollo de este reto. Los algoritmos y su aplicación para encriptar la información desde el usuario hasta el generador serán fundamentales para cumplir con las exigencias normativas nacionales e internacionales respecto al tema de seguridad de la información.

Se priorizaron los retos TIC del consumidor utilizando la técnica de multicriterio AHP Priority el cual identificó el reto de ciberseguridad como el mas importante para el desarrollo de la estrategia y que desde el punto de vista del consumidor y/o usuario final tenga el mayor impacto.

Se estableció un plan de acción para la elaboración de la estrategia planteada en el tema de ciberseguridad el cual establece tres dimensiones o temas que tendrán que ser abordados para la implementación de redes inteligentes en Colombia.

Será importante Implementar y administrar un sistema integrado de la información que cubra los procesos involucrados en la gestión de mediciones y reportes de fronteras siguiendo las buenas prácticas contempladas en la norma ISO 27001

REFERENCIAS

- [1] UPME, «PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA,» SIEL, Bogota, 2018.
- [2] SER COLOMBIA, «Alternativas para inclusión de FNCER en la matriz energética Colombiana,» Consultoría EY, Bogotá, 2017.
- [3] G. D. D. V. F. N. d. C. Job Figueiredo S. Alves, «Estado da arte da difusão de recursos energéticos distribuídos em quatro estados norte-americano,» *GESEL - Grupo de estudio del sector electrico* , vol. 72, nº Mayo, p. 49, 2017.
- [4] M. A., Y. G. R. , E. A. y H. S. , «Demand-side behavior in the smart grid environment,» de *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010.
- [5] C. A. Díaz Andrade y J. C. Hernández, «Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica,» *Sistemas & Telemática*, vol. 9, nº 18, pp. 53-81, 2011.
- [6] Unidad de Planeación Minero Energética, Smart Grid Colombia Visión. 2030 Parte 1, Bogotá: UPME, 2016.
- [7] Frost & Sullivan, «Nuevos modelos de negocio y la experiencia del cliente en el sector eléctrico,» Bogotá, 2015.
- [8] L. Stuntz, « Bottling Electricity: Storage as a Strategic Tool for Managing Variability and Capacity Concerns in the Modern Grid,» The Electricity Advisory Committee, NY, 2008.

- [9] European Technology Platform, «SmartGrids,» [En línea]. Available: <http://www.smartgrids.eu>. [Último acceso: 8 Junio 2018].
- [10] A. Adile, «Reinventing electric distribution,» *IEEE*, vol. 29, nº 1, pp. 29-31, 2010.
- [11] W. M. GIRAL RAMIREZ, H. J. CELEDON FLOREZ, E. GALVIS RESTREPO y A. T. ZONA ORTIZ, «Redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano: Revisión de tema,» *Tecnura [online]*, vol. 21, nº 53, pp. 119-137, 2017.
- [12] D. Coll-Mayor, «Overview of strategies and goals of Smart Grid in Europe,» de *the international conference on integration of renewable and distributed energy resources of energy*, Albuquerque, 2009.
- [13] *SmartGrid Colombia: Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una red inteligente*, 2015.
- [14] A. & A. F. Ipakchi, «Grid of the future,» *IEEE Power and energy magazine*, vol. 7, nº 2, pp. 52-62, 2009.
- [15] N. Castaño y C. J. Franco, «Formulación de políticas para la penetración de las Smart Grid en Colombia,» Universidad del Rosario, Bogotá, 2011.
- [16] T. Basso, T. Hambrick y D. DeBlasio, «Update and Review of IEEE P2030 Smart Grid Interoperability and IEEE 1547 Interconnection Standards,» *IEEE*, pp. 1-7, 2012.
- [17] Carnegie Mellon University ,Software Engineering, "Maturity Models 101: A Primer for Applying Maturity Models to Smart Grid Security, Resilience, and Interoperability," *Gridwise Architecture Council*, vol. 1, no. Maturity Models to Smart Grid Security, p. 14, 12 2012.
- [18] N. Christian, U. Mathias y E. Dominik, «A standards-based approach for domain specific modelling of smart grid system architectures,» de *2016 11th System of Systems Engineering Conference (SoSE)*, Kongsberg, Norway, 2016.

- [19] UPME, «Smart Grids Colombia: Visión 2030 - Parte II Mapa de ruta: Construcción y Resultados (Componente I),» Informes UPME, Bogotá, 2016.
- [20] C. Heuer y M. Bokhar, INTEGRATED SMART GRID STRATEGY, Instabul: Siemens, 2014.
- [21] I. O. E. Mauricio, «Redes de Comunicación en Smart Grid,» *INGENIUS*. N°7, vol. 7, pp. 36-55, 2012.
- [22] Unidad de Planeación Minero energética, Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050, Bogotá: UPME, 2015.
- [23] World Energy Scenarios, «Composing energy futures to 2050,» World Energy Council, London, 2013.
- [24] M.Fadaeenejad, A.M.Saberian, Mohd.Fadaee, M.A.M.Radzi, H.Hizam y M.Z.A.AbKadir, «The present and future of smart power grid in developing countries,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , vol. 29, nº Enero, pp. 828-834, 2014.
- [25] P. Connor, P. E. Baker, D. Xenias, N. Balta-Ozkan, C. Axon y L. Cipcigan, «Policy and regulation for smart grids in the United Kingdom,» de *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, London, 2014, pp. 269-290.
- [26] European Environment Agency, [En línea]. Available: www.eea.europa.eu. [Último acceso: 13 Septiembre 2018].
- [27] S. Suryanarayanan, «Grid modernization efforts in the USA and Brazil—some common lessons based on the smart grid initiative,» IEEE Power and Energy, 2010.
- [28] M. Fadaeenejad, A. Saberian, M. Fadaee, M. Radzi, H. Hizam y M. AbKadir, «The Present and future of smart Power grid developing contries,» *ELSEVIER*, vol. 29, pp. 828-834, 2014.

- [29] P. Sierra, «Regulación del sector eléctrico Chileno,» *Revistas Perspectivas* Universidad de Chile, Santiago, 2002.
- [30] BNAmericas, Interviewee, *Minería chilena debiera centrarse en ERNC*. [Entrevista]. 01 Agosto 2018.
- [31] A. Z. J. G. V. & A. I. Osmani, «Generación eléctrica desde renovables en Estados Unidos,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 454-472, 2013.
- [32] A. L. Estopiñán, M. Comech Moreno, A. Alonso Herranz, S. Borroy Vicente, G. Fumanal Achon, G. Goicochea Bañuelos, G. Pueyo Rufas, F. Rodriguez Sanchez, G. Giron Casares, A. Garces Ruiz y J. Mora Florez, «Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano. Informe 4 hoja de Ruta,» BID, Bogotá, 2015.
- [33] Congreso de Colombia, «Comision VI del Senado de la República de Colombia,» 11 07 1994. [En línea]. Available: <https://comision6senado.wordpress.com/2013/03/04/ley-142-de-1994/>. [Último acceso: 20 10 2017].
- [34] *Smart Grid Colombia Vision 2030 Parte 4. Anexo 1*, 2016.
- [35] Sistemas Expertos XM, «Mercados de Energía,» 20 Marzo 2018. [En línea]. Available: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>. [Último acceso: 20 Octubre 2018].
- [36] OCDE, *Estudio de la OCDE sobre políticas y regulación de Telecomunicaciones en Colombia*, Paris: OECD Publishing, 2014.
- [37] MINTIC, *Boletín trimestral de las TIC*, Bogotá: Mintic, 2014.
- [38] OCDE, *Perspectivas económicas de América latina 83.875. Políticas de Pymes para el cambio estructural*, Paris: OECD Publishing, 2013.

- [39] MinTic, «Estadísticas del sector TIC - Acceso a Internet,» Colombiatic.mintic.gov.co, Bogotá, 2018.
- [40] M. d. M. y. Energía, «UPME Unidad de Planeación Minero Energética,» UPME Unidad de Planeación Minero Energética, 30 04 2016. [En línea]. Available: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>. [Último acceso: 30 10 2017].
- [41] UPME, *Plan de Expansión de referencia generación - transmisión 2013-2027*, Bogotá, 2013.
- [42] P. Nikhil, «Reliance Energy Integrates Google Power Meters; Google.org In India,» *Medianama*, 20 Mayo 2009.
- [43] European Commission, «SmartGrids technology platform.,» 20 10 2006. [En línea]. Available: [http:// ec.europa.eu/research/energy/pdf/ smartgrids_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf). [Último acceso: 15 11 2017].
- [44] D. Hart, Artist, *Using AML to realize the Smart Grid..* [Art]. En Power and energy society general meeting , 2008.
- [45] A. G. R. Whitepape, Escritor, *Trends in Utility Smart Grid Communications Management*. [Performance]. Ericsson, 2013.
- [46] T. Verschueren, W. Haerick, K. Mets, C. Develder, F. De Turck y T. Pollet, «Architectures for smart end-user services in the power grid,» IEEE, Osaka, 2010.
- [47] W. Jewell, V. Namboodiri, V. Aravinthan, B. Karimi y W. State University, «Communication Requirements and Integration Options for Smart Grid Deployment,» PSERC , Kansas, 2012.
- [48] H. CXhun y H. L. Chun, «Decentralized controls and communications for autonomous distributions networks in SG,» IEEE, 2013.

- [49] N. Castaño Jaramillo, «Una aproximación a la adopción de medidores inteligentes en el mercado eléctrico colombiano y su influencia en la demanda,» Universidad Nacional de Colombia - Bdigital, Medellín, 2013.
- [50] «Smartcity Málaga - Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro,» Endesa, Málaga, 2012.
- [51] Smart Grid and Cyber-Physical Systems Program Office and Energy and Environment Division, «Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0,» NIST, 2014.
- [52] M. Arends y P. H. Hendriks, «Smart grids, smart networks companies,» *ScienceDirect*, vol. 28, pp. 1-11, 2014.
- [53] D. Toro, *Estandarización , Impactos y Beneficios de los Protocolos de Comunicación de las Smart Grids*, 2013.
- [54] H. A. Santana , D. A. Lopez Sarmiento y E. Rivas Trujillo, «Redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia - Un paso hacia la tecnología de las redes inteligentes Smart Grids,» *Redes de Ingeniería*, vol. 3, nº 2, pp. 77-91, 2012.
- [55] Unidad de Planeación Minero energética, «Smart Grid Colombia Vision 2030 - Recomendaciones de Ciberseguridad e Interoperatividad,» UPME, Bogotá, 2016.
- [56] UPME, *Vision 2030 - Parte IV Anexo 8*, Bogotá, 2016.
- [57] Departamento Nacional de Planeación, «Bases del plan nacional de desarrollo 2010-2014,» Coordinación editorial Departamento Nacional de Planeación, Bogotá, 2011.
- [58] E. Ancillotti, B. Raffaele y M. Conti, «The role of communication systems in smart grids: Architectures, technical solutions and research challenges,» *ELSEVIER*, vol. 36, nº 18, pp. 1665-1697, 2013.

- [59] S. Schneider, «Understanding The Protocols Behind The Internet Of Thing,» ElectronicDesing, 2013.
- [60] *Constitución Política de Colombia*, 1991.
- [61] *Ley 143*, 1994.
- [62] Congreso de la República de Colombia, «Comision sexta del Senado,» 12 07 1994. [En línea]. Available: <http://www.superservicios.gov.co/content/download/4977/47233>. [Último acceso: 20 10 2017].
- [63] Comisión de regulación de energía y gas , *Resolución 097 de 2008*, Bogotá: CREG, 2008u.
- [64] Comisión de Regulación de Eneqía y Gas, *Resolución Creg 179 de 2014*, Bogotá: CREG, 2014.
- [65] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución Creg 119 de 2007*, Bogotá: CREG, 2007.
- [66] *Ley 11715*, 2014.
- [67] UPME, *Plan de acción indicativo 2010-2015 PROURE*, Bogota, 2011.
- [68] J. Bohli, *A privacy model for smart metering*, IEEE International Conference on Communications (ICC), 2010.
- [69] J. McDonald, Artist, *Leader o follower. The business scene*. [Art]. IEEE Power & energy magazine,, 2008.
- [70] Redorbit, Artist, *Energy efficiency technologies offer major savings..* [Art]. Recuperado de: <http://www.redorbit.com/news/>, 2009.

- [71] B. B.C. Costa, «Fraud Detection in Electric Power Distribution Networks Using sn ANN - Based Knowledge - Discovery Process,» *International Journal of Artificial Intelligence & Applications*, p. 6, Noviembre 2013.
- [72] M. Jablonska, «Microgrids Technology Review for the Creation of Urban Prosumers Societies,» *Studies & Proceedings Polish Association for Knowledge Management*, vol. 72, pp. 16-27, 2014.
- [73] Consorcio Hart-re, «Capacidad Instalada De Autogeneración Y Cogeneración En Sector De Industria, Petróleo, Comercio Y Público Del País,» Unidad De Planeación Minero Energética, Bogotá, 2014.
- [74] T. Ackermann, *La Infraestructura necesaria para salvar el clima*, vol. 24/7, Renovables, Gteenpeace y consejo Europeo de Energías Renovables,, 2009.
- [75] G. Jingcheng, X. Yang, L. Jing, L. Wei y C. C.L. Philip, «A survey of communication/Networking in Smart Grids,» *Elsevier*, vol. 28, nº 2, pp. 391-404, 2010.
- [76] Le y O. Leon Garcia, *Tomar decisiones dificiles*, Madrid: S.A. Mcgraw-hill / interamericana de españa, 2001.
- [77] J. Aznar y V. Estruch, «Valoración de activos ambientales mediante métodos multicriterio.,» de *Aplicación a la valoración del Parque Natural Alto tajo*, Economía Agraria y recursos ambientales, 2007.
- [78] A. Cabello Herce, «Metodos de decisión multicriterio y sus decisiones.,» *Publicaciones.uniroja.es*, La Rioja, 2017.
- [79] M.-S. Seyed Sina , A. Farrokh, R. Ashkan y R. Shafie, «AHP-based prioritization of microgrid generation plans considering resource uncertainties,» *IEEE*, pp. 63-68, 12 17 2013.

- [80] M. Abbas, J. Ahmad, M. N. Khalil , K. Zainab, Z. Norhayati y V. Alireza, «Multiple criteria decision-making techniques and their applications,» *Economic Research-Ekonomska Istraživanja*, pp. 522-523, 11 11 2015.
- [81] T. Saaty L, «Que es y como se usa. Modelo matemático,» de *The Analytic Hierarchy Process*, Pittsburgh, Universidad de Pittsburgh, 1999, pp. 161-176.
- [82] M. W. a. S. Thilakawardana, «Initial Analysis of TV White Space,» BBC, UK, 2012.
- [83] Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica), «Parte 1. Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia,» de *Smart Grid Colombia Visión 2030*, Bogotá, UPME, 2016, p. 14.
- [84] . D. Bytschkow, G. Hackenberg, V. Koutsoumpas y M. Irlbeck, «Towards a Bottom-Up Development of Reference Architectures for Smart Energy Systems,» *IEE*, vol. 2, pp. 9-16, 2013.

ANEXO A. NORMATIVIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

NORMATIVIDAD	TEMA	AGENTE	OPORTUNIDADES	BARRERAS
RESOLUCION CREG 097 DE 2008	Incentivo por inversiones	Transmisores		costos de los activos no eléctricos sobre los costos de los activos eléctricos puede representar barreras para el despliegue de redes inteligentes, pues los equipos no eléctricos incluyen equipos de cómputo y comunicaciones.
	Incentivo por inversiones	Transmisores Distribuidores		Percibir mayores incentivos con inversiones en activos eléctricos y no sobre activos no eléctricos
	Vida útil AA	Transmisores Distribuidores	Remuneración flexible sobre activos de telecomunicación.	vida útil según la clase de activos puede requerir más detalle en la regulación y más específico.
	Gastos Administrativos Operativos y Mantenimiento (AOM)	Generadores Distribuidores Transmisores	Mejora continua en la calidad del servicio por la relación entre confiabilidad del servicio y los gastos que reconoce el sistema.	Ajuste de los gastos con relación a los valores históricos y no basados en indicadores de largo plazo donde se involucre la calidad del servicio.
				No incentivos por ampliación e implementación de tecnologías de redes inteligentes
				Costos reales por la prestación del servicio.
				Mediciones del desempeño del agente sin tener en cuenta duración, frecuencia e interrupciones del servicio en el usuario final.
	Calidad del servicio	Distribuidores	Incentivos relacionados con la calidad en la prestación del servicio.	No hay métricas definidas para medir la calidad en la prestación del servicio.
	No regulados	Comercializadores	libertad para la compra de energía para los usuarios de tensión 2 y 3 permite oferta de servicio con mejores niveles de calidad de servicio.	

	Perdidas de energía	Transmisores Distribuidores	Permite definir una estrategia para la reducción de perdidas no técnicas y fomentar inversión tecnológica para cubrir esta estrategia	Solo aplica para el sistema local de distribución.
	Cargos operativos	Transmisores Distribuidores		La estructura de cargos definida no es una opción viable que se pueda adaptar sobre escenarios de redes inteligentes.
RESOLUCION CREG 179 DE 2014	Activos, BRA e inversiones	Transmisores Distribuidores	Con la aprobación de la CREG, se podrán hacer inversiones en tecnología, para reposición de equipos o renovación tecnológica con proyección a 5 o 10 años	Las inversiones por concepto de renovación tecnológica tienen límite con respecto a la inversión total en activos. Esto se interpreta como una restricción para implementación de redes inteligentes
		Distribuidores	Planes podrán ser flexibles y adaptables según la evolución del mercado de comercialización	El valor total del plan de inversión no puede superar el 8% del Valor del BRA inicial.
		Distribuidores	Cualquier inversión en tecnología debe obedecer a lo establecido en la Ley 143 de 1994 mejorando la calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo.	
		Transmisores Distribuidores	Principio de neutralidad tecnológica para definir la tecnología que mejor se adapte a la solución	
		Generadores Distribuidores Transmisores	Motivación para la inversión en renovación tecnológica es un punto que favorece la implementación de redes inteligentes	
	Retorno de la inversión y Vida útil de los AA	generadores Distribuidores Transmisores		Tener regulado la vida útil de los activos según la clase de activo, en un escenario de redes inteligentes, deberá revisarse en detalle para garantizar la correcta vida útil según las nuevas tecnologías.

	Incentivos	Transmisores Distribuidores	Los ingresos anuales totales para estos agentes están compuesto por: * Eficiencia en las inversiones * Eficiencia en los gastos AOM * Eficiencia en la calidad de la prestación del servicio.	
	Ingresos por la realización de otras actividades	Distribuidores	Define que se podrán obtener remuneraciones por otras actividades diferentes a la distribución de energía eléctrica hasta por un 50% compartido con los consumidores.	
	Cargos por honorarios	Distribuidores	Para la implementación de tarifas horarias y reducir los subsidios cruzados, es requisito implementar AMI. Para ADA. Cálculos de cargos horarios con discriminación de los periodos temporales de acuerdo al nivel de carga del sistema.	No hay normatividad o regulación que mencione el tema de tarificación horaria y/o otras modalidades de tarificación.
	Cargos por respaldo de Red		El cargo por respaldo se establece en mutuo acuerdo entre las partes; y es directamente proporcional a la necesidad de respaldo requerido y al uso del nivel de tensión en el punto de conexión.	No es claro la forma de calcular la curva de carga representativa para determinar el valor numérico del cargo.
	Regulación de Activos - BRA	Generadores	Renovación tecnológica viable ambientalmente con la aplicación de la Ley 1715 de 2014 y convivencia de las diferentes fuentes de generación.	
RESOLUCION CREG 119 DE 2007 CREG 180 DE 2014	Remuneración	Comercializadores		Estructura de remuneración para clientes regulados calculado en función del volumen de ventas, puede representar un obstáculo en la

CREG 191 DE 2014				innovación y despliegue de redes inteligentes en Colombia.
		Comercializadores		Existen barreras estructurales y relacionales frente a una integración vertical en actividades de lecturas de los contadores tradicionales.
POLITICA SECTORIAL TIC	Interoperabilidad	Generadores Distribuidores Transmisores	Principio de neutralidad tecnológica para definir la tecnología que mejor se adapte a la solución, teniendo en cuenta recomendaciones de organismos internacionales competentes e idóneos. Existe norma técnica colombiana para la implementación de AMI en redes de distribución de energía.	es Necesario las regulaciones técnicas sobre redes para garantizar interconexión y acceso entre ellas garantizando la seguridad de las redes y calidad del servicio. No existe reglamentación oficial sobre la interoperabilidad.
	Desarrollo de las TIC	Generadores Distribuidores Transmisores	Desarrollo del FONTIC	Falencia en la interacción de la regulación del sector de energía y los entes del sector TIC
				incentivar a las empresas del sector para realizar inversiones en activos de telecomunicaciones.

	Seguridad de la información	Generadores Distribuidores Transmisores Comercializadores Usuario final	Existe regulación y normatividad relacionado con protección de privacidad de la información; siendo obligatorio para todos los sectores de la economía. Autorización expresa del titular para la recolección y procesamiento en el caso de las personas naturales. Ley 1581 de 2012 y Decreto 1377 de 2013 en el encargados o responsables de tratamiento de datos personales. ASIC responsable ante los representante de frontera del sistema de gestión de la seguridad de la información. Delitos informáticos tipificados y política de ciberseguridad a nivel nacional Acuerdos den Centro Nacional de Operación CNO como la guía de ciberseguridad y protección de Activos y ciber activos.	El sector eléctrico no cuenta con un sistema de respuesta ante incidentes de seguridad. No hay coordinación entre el sector eléctrico y ColCERT y CCOL estructurar el tema de ciberseguridad en las empresas del sector.
	Interoperabilidad			
CODIGO DE MEDIDA	Propiedad del contador	Distribuidores	La propiedad del contador y del sistema de medición y los costos asociados a la instalación y mantenimiento deben ser acordados entre las partes involucradas; lo cual puede ser una ventana en el momento	Existen limitaciones en la comercialización de la energía para consumidores con consumos menores del segmento de regulados

			de realizar una implementación tecnologías AMI en redes inteligentes	
	Funcionalidades	Distribuidores		No existe a la fecha regulación específica para los contadores inteligentes respecto a funcionalidades y aplicaciones mínimas.
LEY 1715 de 2014	Incentivos	Generadores	Creación del Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía FENOGÉ con recursos destinados a la implementación de Fuentes no convencionales de energía eléctrica, cambio de equipos de uso final. Incentivos para la entrega de excedentes en la autogeneración. Sistemas de medición en ambos sentidos o bidireccional con los auto generadores que entreguen excedentes al sistema. Posibilidad de venta de energía al sistema por parte de los generadores distribuidos.	Condicionada a contadores bidireccionales para los auto generadores pequeños
	Desarrollo y promoción	Transmisores	La CREG responsable de establecer los mecanismos e incentivos regulatorios para aplanar la curva de demanda y/o desplazar los picos de consumos.	

	Responsabilidad del Ministerio		El Ministerio debe expedir reglamentación respecto a la conexión y operación de la generación distribuida. Establecer la reglamentación técnica referente a la entrega de excedentes de generación por parte de los auto generadores. Divulgación a nivel nacional para la motivar la autogeneración a pequeña escala.	
	Integración con otras fuentes de generación	Generadores	La CREG debe definir las condiciones de entrega a red de los excedentes de energía a partir de la autogeneración. Definir el procedimiento de la autogeneración distribuida en términos de conexión, desconexión, operación, comercialización, y respaldo.	No se ha emitido regulación para los auto generadores pequeños y generación distribuida necesaria para la implementación de redes inteligentes y generación distribuida. No existen lineamientos técnicos y administrativos para la conexión de la generación distribuida.
DECRETO 2492 DE 2014	Desarrollo y promoción	Transmisores Distribuidores	La CREG responsable del diseño de los cargos tarifarios y/o canasta tarifaria que remuneran las actividades de transmisión y distribución en pro de reducir los costos en la prestación del servicio y uso eficiente de la infraestructura.	
			La CREG diseñará los mecanismos para que los usuarios del mercado mayorista puedan ofertar reducciones y/o desconexiones	
			La UPME deberá considerar en sus planes de expansión los criterios de respuesta a la demanda.	

RESOLUCIÓN CREG 063 de 2010	Respuesta a la demanda		Introducción del esquema de desconexión voluntaria de la demanda	Requisitos mínimos para el sistema de medición del consumidor, interrogación remota de los parámetros y de la información del medidor.
RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2015	Respuesta a la demanda		Programa de reducción de demanda para el mercado diario en condición crítica como respuesta a las variaciones de precio del mercado mayorista.	
DECRETO MME 2469 DE 2014	Entrega de excedentes de autogeneración		Igualdad de condiciones para los generadores y auto generadores de gran escala que participen del mercado mayorista. Exigencia de Contratos de respaldo para los auto generadores con transportadores de red.	No hay reglamentación sobre la autogeneración a pequeña escala.

ANEXO B. LISTADO DE OPERADORES DE RED

TIPO	NOMBRE AGENTE	DEPARTAMENTO	CIUDAD	SOCIEDAD
C	A.s.c. Ingeniería s.a. E.s.p.	Nariño	Pasto	Privada
C, G	Aes chivor & cia. S.c.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogotá	Privada
C	Agente experto en servicios públicos s.a.s e.s.p	Santander	Bucaramanga	Privada
C	Aguas de Manizales sa esp	Caldas	Manizales	Mixta
C	Americana de energía s.a.s. E.s.p.	Cundinamarca	Villapinzon	Privada
C	Amperia s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogotá	Privada
C, G	Aselca comercializadora de energía s.a. E.s.p.	Atlántico	Barranquilla	Privada
C, G	Aures bajo s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellín	Privada
C, G	Axia energía s.a.s. E.s.p.	Atlántico	Barranquilla	Privada
C, G	Cemex energy s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogotá	Privada
C, G	Central hidroeléctrica concordia s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellín	Privada
C, D, T	Central hidroeléctrica de caldas s.a. E.s.p.	Caldas	Manizales	Mixta
C, D, G	Centrales eléctricas de Nariño s.a. E.s.p.	Nariño	Pasto	Publica
C, D, G	Centrales eléctricas del cauca s.a. E.s.p.	Cauca	Popayán	Mixta
C, D, T	Centrales eléctricas del norte de Santander s.a. E.s.p.	Norte de Santander	Cúcuta	Mixta
C, D	Codensa s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogotá	Privada
C	Coenersa s.a.s. E.s.p.	Cundinamarca	Villapinzon	Privada
C	Colenergía s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada

C	Comercializadora del café s.a.s e.s.p	Cundinamarca	Villapinzon	Privada
C, D, G	Compañía de electricidad de tulua s.a. E.s.p.	Valle	Tuluá	Privada
C, D	Compañía energética de occidente s.a.s. Esp	Cauca	Popayán	Privada
C, D	Compañía energética del tolima s.a. E.s.p.	Tolima	Ibagué	Mixta
C, G	Diceler s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Mixta
C	Distribuidora y comercializadora de energía eléctrica s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C	E2 energía eficiente s.a. E.s.p.	Atlántico	Barranquilla	Privada
C	Ecommercial s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogotá	Privada
C, D, T	Electrificadora de Santander s.a. E.s.p.	Santander	Bucaramanga	Mixta
C, D	Electrificadora del Caquetá s.a. E.s.p.	Caquetá	Florencia	Mixta
C, D	Electrificadora del caribe s.a. E.s.p	Atlántico	Barranquilla	Mixta
C, D, G	Electrificadora del Huila s.a. E.s.p.	Huila	Neiva	Publica
C, D, G	Electrificadora del meta s.a. E.s.p.	Meta	Villavicencio	Mixta
C, G	Emgesa s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogotá	Privada
C, D	Empresa de energía de Arauca e.s.p.	Arauca	Arauca	Publica
C, D, T, G	Empresa de energía de Boyacá s.a. E.s.p. Empresa de servicios públicos	Boyacá	Tunja	Publica
C, D	Empresa de energía de Casanare s.a. E.s.p.	Casanare	Yopal	Mixta
C, D, G	Empresa de energía de Pereira s.a. E.s.p.	Risaralda	Pereira	Publica

C, D	Empresa de energia del bajo putumayo s.a. E.s.p.	Putumayo	Puerto asis	Mixta
C, D, T, G	Empresa de energia del pacifico s.a. E.s.p.	Valle	Yumbo	Privada
C, D	Empresa de energia del putumayo s.a. E.s.p.	Putumayo	Mocoa	Privada
C, D	Empresa de energia del quindio s.a. E.s.p.	Quindio	Armenia	Publica
C, D	Empresa de energia del valle de sibundoy s.a. E.s.p.	Putumayo	Sibundoy	Mixta
C, D	Empresa de energia electrica del departamento del guaviare s.a. E.s.p.	Guaviare	San jose del guaviare	Mixta
C	Empresa de servicios publicos de santander s.a e.s.p	Santander	Bucaramanga	Mixta
C, D	Empresa distribuidora del pacifico s.a. E.s.p.	Choco	Quibdo	Mixta
C, G	Empresa multiproposito de calarca s.a. E.s.p.	Quindio	Calarca	Privada
C, D, G	Empresa municipal de energia electrica s.a. E.s.p.	Cauca	Popayan	Privada
C	Empresa municipal de servicios publicos de cartagena del chaira	Caqueta	Cartagena d ch	Publica
C	Empresa prestadora de servicios eco logica s.a.s e.s.p.	Valle	Palmira	Privada
C, D, G	Empresas municipales de cali e.i.c.e. E.s.p.	Valle	Cali	Publica
C, D	Empresas municipales de cartago e.s.p. Intervenida	Valle	Cartago	Publica
C, D, T, G	Empresas publicas de medellin e.s.p.	Antioquia	Medellin	Publica
C, G	Enerco s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C	Energeticos s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada

C	Energia empresarial de la costa s.a. E.s.p.	Atlantico	Barranquilla	Privada
C	Energia y agua s.a.s. E.s.p.	Santander	Floridablanca	Privada
C	Energia y alumbrado de pereira s.a. E.s.p.	Risaralda	Pereira	Privada
C	Enertotal s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C	Eon energy sas esp	Santander	Bucaramanga	Privada
C	Forceful energy s.a.s. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C	Franca energia sa esp	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Fuentes de energias renovables sas esp	Valle	Cali	Privada
C	Gendecar s.a e.s.p	Caqueta	Solano	Privada
C, G	Generadora y comercializadora de energia del caribe s.a. E.s.p.	Atlantico	Barranquilla	Mixta
C	Generarco s.a.s. E.s.p.	Cundinamarca	Villapinzon	Privada
C, G	Genercomercial s.a.s e.s.p	Antioquia	Medellin	Privada
C, G	Genersa s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Genersys s.a.s. E.s.p.	Cundinamarca	Cota	Privada
C, G	Gestion energetica s.a. E.s.p.	Caldas	Manizales	Mixta
C	Hidrotolima s.a.s. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C, G	Hz energy s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
C	la energía y gestión s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Inversiones, suministros y servicios safeana s.a.s. E.s.p.	Valle	Jamundi	Privada
C, G	Isagen s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Mixta
C	Itacol energia s.a. E.s.p.	Santander	Giron	Privada
C	Julia - rd s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Linde energy services sas esp	Distrito capital	Bogota	Privada

C, G	Nitro energy colombia s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
C, G	Proelectrica & cia. S.c.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Profesionales en energia s.a e.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C, G	Proyectos energeticos del cauca s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C	Renovatio trading americas s.a.s. E.s.p	Distrito capital	Bogota	Privada
C, G	Riopaila energía s.a.s e.s.p.	Valle	Cali	Privada
C, D	Ruitoque s.a. E.s.p.	Santander	Floridablanca	Privada
C	Smarten s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	South32 energy s.a.s e.s.p	Cordoba	Monteria	Privada
C	Termo rubiales s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C, G	Termopiedras s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C, G	Termotasajero s.a. E.s.p.	Norte de santander	Bogota	Privada
C	Terpel energía s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C, G	Vatia s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C	Andina de generacion s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Asociados de recursos mercantiles s.a. E.s.p.	Santander	Bucaramanga	Privada
C	Comercializadora electrica de colombia s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
C	Comercializar s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Privada
C	Compania de electricidad del cauca s.a. E.s.p.	Cauca	Popayan	Privada
C, G	Edn colombia s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Empresas publicas de calarca e.s.p.	Quindio	Calarca	Publica
C	Energen s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada

C	Energia confiable s.a. E.s.p.	Atlantico	Barranquilla	Privada
C	Energia corporativa s.a.s e.s.p.	Cundinamarca	Chia	Privada
C, G	Energia e ingenieria energing s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C, G	Energia y finanzas s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Energia y servicios s.a. E.s.p.	Antioquia	Rionegro	Mixta
C, G	Generamos energia s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
C	Marersa jek colombia sas esp	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Red ink energy e.s.p. S.a.s	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Servicios convergentes de colombia s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
C	Transacciones de energia s.a. E.s.p.	Atlantico	Barranquilla	Privada
D	Conelca s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
D	Electrificadora del tolima s.a. E.s.p. En liquidacion	Tolima	Ibague	Mixta
D, T	Grupo energia bogota sa esp	Distrito capital	Bogota	Mixta
D	Transportadora electrica del caribe s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
T	Corporacion electrica de la costa atlantica s.a. E.s.p. En liquidacion	Atlantico	Barranquilla	Publica
T	Desarrollo eléctrico suria s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
T	Distasa s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
T	Emgesa sa esp	Distrito capital	Bogota	Privada
T	Intercolombia s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Mixta
T	Interconexion electrica s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Mixta
T	Transelca s.a. E.s.p.	Atlantico	Barranquilla	Mixta

T	Transmisora colombiana de energia s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
T	Tuproject s.a.s e.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Biogas doña juana s.a.s. E.s.p	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Ccg energy s.a.s. E.s.p.	Cauca	Popayan	Privada
G	Celsia s.a e.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
G	Central hidroeléctrica el edén s.a.s. E.s.p.	Caldas	Manizales	Privada
G	Central termoelectrica el morro 2 s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Compañía eléctrica de sochagota s.a. E.s.p.	Boyaca	Tunja	Privada
G	Empresa de generacion y promocion de energia de antioquia s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Mixta
G	Empresa urra s.a. E.s.p.	Cordoba	Monteria	Mixta
G	Energetica s.a. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Energia del rio piedras s.a. E.s.p	Antioquia	Medellin	Privada
G	Energia renovable de colombia s.a. E.s.p.	Quindio	Armenia	Privada
G	Espacio productivo sas esp	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Geden s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Temporal
G	Generadora alejandria s.a.s. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Mixta
G	Generadora cantayús s.a.s e.s.p	Antioquia	Medellin	Privada
G	Generadora colombiana de electricidad s.c.a. E.s.p.	Caldas	Manizales	Privada
G	Generadora luzma s.a. E.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
G	Generputumayo s.a.s. E.s.p.	Putumayo	San francisco	Privada

G	Hidroeléctrica del alto porce s.a.s e.s.p.	Antioquia	Medellin	Privada
G	lac energy s.a.s. E.s.p	Distrito capital	Bogota	Privada
G	La cascada s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Risaralda energia s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Surenergy s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Termo mechero morro sas esp	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Termobarranquilla s.a. E.s.p. "tebsa s.a. (e.s.p.)"	Atlantico	Barranquilla	Mixta
G	Termocandelaria s.c.a. - e.s.p.	Bolivar	Cartagena	Privada
G	Termocartagena s.a. E.s.p.	Bolivar	Cartagena	Privada
G	Termoemcali i s.a. E.s.p.	Valle	Cali	Mixta
G	Termonorte s.a.s. E.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Termotasajero dos s.a. E.s.p.	Norte de santander	Bogota	Privada
G	Termovalle s.a.s. Empresa de servicios publicos	Valle	Palmira	Privada
G	Termoyopal generacion 2 s.a.s e.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada
G	Zona franca celsia s.a. E.s.p.	Atlantico	Barranquilla	Privada
G	Electroenergia s.a.	Bolivar	Cartagena	Privada
G	Gas y electricidad s.a. E.s.p. Gelecsa e.s.p.	Distrito capital	Bogota	Privada

ANEXO C. CALCULO DE PRIORIZACION

METODO AHP PRIORITY

	A - Importance - or B?		Equal	How much more?
1	☐ Tecnología aplicada	or ☒ Información en tiempo real	☐ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☒ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
2	☐ Tecnología aplicada	or ☒ Seguridad y Ciberseguridad	☐ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☐ 5 ☐ 6 ☒ 7 ☐ 8 ☐ 9
3	☐ Tecnología aplicada	or ☒ Protección de información	☐ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☒ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
4	☐ Tecnología aplicada	or ☒ Capacitación y entrenamiento	☐ 1	☐ 2 ☒ 3 ☐ 4 ☐ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
5	☐ Información en tiempo real	or ☒ Seguridad y Ciberseguridad	☒ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☐ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
6	☐ Información en tiempo real	or ☒ Protección de información	☒ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☐ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
7	☒ Información en tiempo real	or ☐ Capacitación y entrenamiento	☐ 1	☐ 2 ☒ 3 ☐ 4 ☐ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
8	☒ Seguridad y Ciberseguridad	or ☐ Protección de información	☒ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☐ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
9	☒ Seguridad y Ciberseguridad	or ☐ Capacitación y entrenamiento	☐ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☐ 5 ☐ 6 ☒ 7 ☐ 8 ☐ 9
10	☒ Protección de información	or ☐ Capacitación y entrenamiento	☐ 1	☐ 2 ☐ 3 ☐ 4 ☒ 5 ☐ 6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9
CR = 3.7% OK				

Estos son los pesos resultantes del vector propio principal de la matriz de decisión (imagen anterior)

RETOS	Tecnología aplicada	Información en tiempo real	Seguridad y Ciberseguridad	Protección de información	Capacitación y entrenamiento
Tecnología aplicada	1	0.2	0.142857	0.2	0.333333
Información en tiempo real	5	1	1	1	3
Seguridad y Ciberseguridad	7	1	1	1	7
Protección de información	5	1	1	1	5

Capacitación y entrenamiento	3	0.333333	0.142857	0.2	1
-------------------------------------	---	----------	----------	-----	---

Categoría	Prioridad	Posición
Tecnología aplicada	4.4%	5
Información en tiempo real	27.5%	3
Seguridad y Ciberseguridad	33.4%	1
Protección de información	28.7%	2
Capacitación y entrenamiento	7.7%	4

Numero de comparaciones	10
Ratio de consistencia CR	3.7%
Valor Propio principal	5.167
Solución de vector propio	5 iteraciones
Delta	3.4E-8