



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Diseño de un modelo técnico económico que integre gestores independientes de información en las redes de distribución en Colombia

Leidy Daniela Castro Montilla

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y arquitectura,
Departamento Eléctrica y Electrónica
Manizales, Colombia

2023

Diseño de un modelo técnico económico que integre gestores independientes de información en las redes de distribución en Colombia

Leidy Daniela Castro Montilla

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Directora:

Ph.D. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Línea de Investigación:

Política, regulación y mercado de energía

Grupo de Investigación:

Environmental Energy and Education Policy – E3P

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación Manizales, Caldas,

Colombia

2023

Con amor a Dios, Mi hija, mis padres,

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Leidy Daniela Castro Montilla

Nombre

Fecha 24/07/2023

Agradecimientos

Sea esta la oportunidad para agradecer a Dios por permitirme escalar un poco más en el largo camino de la investigación.

A mi maestra Sandra Ximena Carvajal asesora de tesis, por ser mi guía y orientar mis pasos en esta línea de la investigación. Su apoyo invaluable e incondicional hicieron que mi esfuerzo tuviera el éxito que hoy comparto con ustedes.

Al grupo de investigación E3P, de quienes aprendí muchas cosas que enriquecieron mi trabajo y conocimiento, a la profesora Dahiana López García por su ayuda, apoyo y el tiempo brindado.

En especial quiero dar gracias a mi familia por el apoyo fundamental; particularmente a mi esposo e hija de quienes sacrifique mucho tiempo de su compañía, a mis padres por su apoyo, amor y su confianza depositada en mis capacidades para sacar adelante este proyecto.

A todos ellos muchas gracias.

Resumen

Diseño de un modelo que integre gestores independientes de información en las redes de distribución en Colombia

Con el pasar del tiempo el sector eléctrico ha evolucionado, de tal forma que afronta nuevas problemáticas relacionadas con la creciente demanda de energía, la inserción de los consumidores como parte activa del sistema eléctrico y demás factores que han forzado a que la red eléctrica se modifique de tal forma que sea capaz de brindar un servicio asequible, eficaz, limpio, confiable y eficiente. En este sentido, nace el concepto de Smart Grid y dentro de ella la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), con lo cual los sistemas de gestión de datos y manejo de la información tienen mayor responsabilidad al enfrentarse a bases de datos cada vez más grandes y complejas. Frente a estos nuevos retos dentro del sector eléctrico colombiano aparecen los Gestores Independientes de Datos e Información (GIDI) quienes entran al mercado haciendo frente a estos nuevos compromisos.

Al no contar con un registro nacional que permita definir e identificar claramente las funciones de los GIDI dentro de la prestación del servicio de electricidad en Colombia, por medio de esta tesis se busca analizar desde perspectivas internacionales, la dinámica de sistemas y el modelo de negocio Canvas como potencializar la inserción de los agentes GIDI dentro del mercado eléctrico colombiano, mediante la implementación de tres tipos de programas de respuesta a la demanda en el sector residencial, reflejando que el control directo de carga, DLC como modelo de negocio representa un incremento de hasta un 62% en la creación de nuevas empresas GIDI, estableciéndose como la mejor propuesta de negocio que permita masificar estos agentes en el mercado energético.

Palabras clave: Dinámica de sistemas, Gestor Independiente de Información (GIDI). Infraestructura de Medida Avanzada (AMI), Modelo Canvas, Programa de Respuesta a la Demanda, Red inteligente.

Abstract

Design of a model that integrates independent information managers in the distribution networks in Colombia

Over time, the electricity sector has evolved, in such a way that it faces new problems related to the growing demand for energy, the insertion of consumers as an active part of the electrical system and other factors that have forced the electrical network to be modified in such a way that it is capable of providing an affordable, effective, clean, reliable and efficient service. In this sense, the concept of Smart Grid was born and within it the Advanced Measurement Infrastructure (AMI), with which the data management and information management systems have greater responsibility when facing increasingly large and complex databases. Faced with these new challenges inside the Colombian electricity sector, the agent Independent Data and Information Managers (GIDI) appear, who enter the market facing these new commitments.

In the absence of a national registry that makes it possible to clearly define and identify the functions of the GIDI within the provision of electricity service in Colombia, through this thesis the objective is to analyze from international perspectives, the dynamics of systems and the Canvas business model, how to potentiate the insertion of GIDI agents within the Colombian electricity market, through the implementation of three types of demand response programs in the residential sector, reflecting that direct load control, DLC as a business model represents an increase of up to 62% in the creation of new GIDI companies, establishing itself as the best business proposal that allows massification of these agents in the energy market.

Keywords: System dynamics, Independent Information Manager (GIDI). Advanced Measurement Infrastructure (AMI), Canvas Model, Demand Response Program, Smart Grid.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas.....	XV
1. Introducción.....	17
1.1 Planteamiento del problema	18
1.2 Objetivos	19
1.2.1 Objetivo general	19
1.2.2 Objetivos específicos	19
1.3 Metodología y estructura del documento	19
2. Estado del arte	21
2.1 Análisis del contexto regulatorio colombiano	21
2.2 Análisis del contexto Internacional.....	26
3. Estado actual de las redes de distribución eléctrica en Colombia	29
3.1 Sur.....	31
3.1.1 EMCALI E.S.P.....	31
3.1.2 CEDENAR S.A. E.S.P.....	33
3.1.3 CEO S.A. E.S.P	34
3.1.4 ELECTROHUILA S.A. E.S.P	36
3.1.5 ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P	37
3.2 Eje cafetero	38
3.2.1 CHEC S.A. E.S.P.	38
3.2.2 EDEQ S.A. E.S.P.	40
3.2.3 EEP S.A. E.S.P.	41
3.3 Centro.....	42
3.3.1 CODENSA S.A. E.S.P.....	42
3.3.2 EBSA S.A. E.S.P.....	44
3.3.3 EMSA S.A. E.S.P.	45
3.3.4 ENERCA S.A. E.S.P.	47
3.4 Costa pacifica	48
3.4.1 DISPAC S.A. E.S.P.....	48
3.5 Norte.....	49
3.5.1 EPM S.A E.S.P.	49

3.5.2	ENELAR S.A. E.S.P.	51
3.6	Estado actual de las redes de distribución en un contexto de Smart Grids	52
4.	Modelos de negocio.....	56
4.1	Tipo de modelo de negocio.....	56
4.1.1	Programas Basados en Precios (PBP).....	56
4.1.2	Programas Basados en Incentivos (PBI)	57
▪	4.2.2.1 Programas clásicos.....	58
▪	4.2.2.2 Programas basados en el mercado.....	58
4.1.3	Plantas de Energía Virtuales / Virtual Power Plant (VPP).....	59
4.2	Tipo de mercado.....	60
4.2.1	Mercado mayorista.....	60
4.2.2	Mercado minorista.....	61
4.3	Características del modelo RD aplicable a los GIDI	61
5.	Modelo de Integración de los agentes GIDI	64
5.1	Proceso de modelado	66
5.2	Planteamiento del problema	66
5.3	Hipótesis dinámica.....	67
5.4	Diagrama causal.....	68
5.5	Modelo matemático.....	70
5.5.1	Ciclo de balance.....	71
5.5.2	Ciclo técnico.....	73
5.5.3	Ciclo económico.....	75
5.6	Escenarios de aplicabilidad de los GIDIs	89
5.6.1	Escenario base.....	89
5.6.2	Escenario 1 - TOU.....	91
5.6.3	Escenario 2 – DLC	92
5.6.4	Escenario 3 – VPP	93
6.	Evaluación del modelo mediante el modelo Canvas.....	96
6.1	Escenario base.....	97
6.2	Escenario 1 – TOU	100
6.3	Escenario 2 – DLC.....	104
6.4	Escenario 3 – VPP.....	108
7.	Conclusiones y futuros desarrollos.	115
7.1	Conclusiones generales.....	116
7.2	Aportes	118
7.3	Trabajos futuros.....	119
7.4	Discusión académica	120
8.	Referencias	121
A.	Anexo: Estructura dinámica de sistemas y modelos de difusión	130
B.	Anexo: Diagrama de Forrester.....	133
C.	Anexo: Datos formalización ciclo económico	136
D.	Anexo: validación del modelo formal.....	151

Lista de figuras

	Pág.
Figura 3-1: Estado actual de las redes de distribución eléctrica en un contexto de Smart Grid.....	54
Figura 5-1: Diagrama causal de la implementación de GIDIs como propuesta de negocio. .	70
Figura 5-2: Diagrama de Forrester-Ciclo de balance.....	71
Figura 5-3: Diagrama de Forrester - Ciclo técnico.....	73
Figura 5-4: Diagrama de Forrester CAPEX y OPEX.	76
Figura 5-5: Diagrama de Forrester - Ingresos regulatorios.....	79
Figura 5-6: Diagrama de Forrester - Ingresos por TOU.....	81
Figura 5-7: Diagrama de Forrester - Ingresos por DLC.	84
Figura 5-8: Diagrama de Forrester - Ingresos por VPP.	85
Figura 6-1: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario Base.....	98
Figura 6-2: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario base.....	99
Figura 6-3: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario base.....	100
Figura 6-4: Modelo de Canvas – Escenario 1. TOU.....	101
Figura 6-5: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario 1.....	102
Figura 6-6: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario 1.	103
Figura 6-7: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario 1.	104
Figura 6-8: Modelo de Canvas – Escenario 2. DLC.	105
Figura 6-9: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario 2.....	106
Figura 6-10: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario 2.	107
Figura 6-11: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario 2.	108
Figura 6-12: Modelo de Canvas – Escenario 3. VPP.	110
Figura 6-13: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario 3.....	110
Figura 6-14: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario 3.	112
Figura 6-15: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario 3.	112
Figura 6-16: Rentabilidad. Escenario VPP, DLC, TOU y base.	113
Figura 6-17: Necesidad GIDI. Escenario VPP, DLC, TOU y base.....	114
Figura 6-18: Implementación de Empresas GIDI. Escenario VPP, DLC, TOU y base.....	115
Figura 9-1: Relación entre las variables A y B.....	130
Figura 9-2: Estructura de realimentación positiva y comportamiento correspondiente.	131
Figura 9-3: Estructura de realimentación positiva y comportamiento correspondiente.	132
Figura 9-4: Retraso dentro de un bucle de retroalimentación negativa.....	132

Figura 9-5: Diagrama De Forrester elemental.	134
Figura D-1: Empresas GIDI ante variación extrema máxima de la rentabilidad.	152
Figura D-2: Empresas GIDI ante variación extrema mínima de la rentabilidad.	153
Figura D-3: Empresas GIDI ante variación extrema de los parámetros técnicos.	154
Tabla D-4: Principales variables del modelo con su respectiva unidad.	154
Figura D-5: Crecimiento empresas GIDI vs Comercializadores.	156

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Potencial de los agregadores de acuerdo con el tipo de cliente.....	27
Tabla 2-2: Modelo de mercado para los agregadores.....	28
Tabla 3-1: Fases de clasificación en el proceso de transición desde una red tradicional hacia una red inteligente.....	52
Tabla 3-2: Clasificación de las empresas energéticas, dentro del proceso de transición desde una red tradicional hacia una red inteligente.	54
Tabla 5-1: Tasas de aprendizaje para diferentes tecnologías.....	78
Tabla 5-2: Tasa de crecimiento.	81
Tabla 5-3: Porcentaje de carga gestionable por TOU en experiencias nacionales e internacionales.....	83
Tabla 5-4: Porcentaje de carga gestionable por DLC en experiencias nacionales e internacionales.....	85
Tabla 5-5: Porcentaje de carga gestionable por administrar VPP en experiencias nacionales e internacionales.....	87
Tabla 5-6: Principales ecuaciones del modelo. Fuente: Elaboración propia.....	87
Tabla 5-7: Parámetros del modelo por cada escenario.....	95
Tabla 6-1: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario Base.....	98
Tabla 6-2: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario TOU.	102
Tabla 6-3: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales - Escenario DLC.	106
Tabla 6-4: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario VPP.....	111
Tabla 9-1: Notación básica de los diagramas de Forrester.....	135
Tabla 9-2: Demanda regulada y no regulada mensual 2022.....	136
Tabla 9-3: Datos históricos de precios de bolsa.	137

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>GIDI</i>	Gestor Independiente de Datos e Información
<i>AMI</i>	Infraestructura de Medición Avanzada
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>VPP</i>	Planta de energía virtual
<i>DER</i>	Recursos Energéticos Distribuidos
<i>OR</i>	Operador de Red
<i>RD</i>	Programa de Respuesta a la Demanda
<i>PBI</i>	Programas Basados en Incentivos
<i>PBP</i>	Programas Basados en Precios
<i>TOU</i>	Precios según el tiempo de uso
<i>CPP</i>	Precio pico crítico
<i>RTP</i>	Precios en tiempo real
<i>IBR</i>	Tasa de bloque inclinable
<i>DLC</i>	Control directo de carga
<i>CI</i>	Carga interrumpible/reducible
<i>DB</i>	Demand Bidding /Buyback
<i>RDE</i>	Respuesta de la Demanda por Emergencia
<i>MC</i>	Mercado de capacidad
<i>SAUX</i>	Mercado de Servicios Auxiliares o complementarios
<i>TI</i>	Tecnología de la información
<i>MDA</i>	Mercados de energía del día anterior

1. Introducción

El sistema eléctrico se ha establecido como un pilar importante dentro de la evolución y el desarrollo de la humanidad, hasta el punto de considerarse como el motor principal del crecimiento económico mundial [2]. Actualmente la sociedad enfrenta la inminente llegada de lo que se conoce como la cuarta revolución industrial, sumándole el aumento de la demanda de energía, la seguridad energética (particularmente con respecto al suministro continuo de recursos energéticos primarios de combustibles fósiles), el cambio climático, la inserción de los consumidores como parte activa del sistema eléctrico, al acrecentamiento progresivo de las fuentes de generación distribuida [3], y demás factores que demuestran la necesidad de modernizar la red eléctrica de tal forma que además de ser capaz de satisfacer dichas necesidades, sea asequible, eficaz, limpia, confiable y eficiente.

De esta manera surge el concepto de red inteligente o Smart Grid en donde se combinan tecnologías habilitadoras, hardware, software o prácticas que en su conjunto dan paso a una red más confiable, versátil, segura, complaciente, resistente; es decir, más útil para los consumidores [3]. Siendo la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) un claro ejemplo de estas tecnologías modernizadoras y la cual se define como “la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, que integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida” [4].

En este sentido, el gobierno colombiano ha mostrado su interés frente al despliegue de la implementación de AMI en la red de distribución colombiana mediante la emisión de la resolución de la CREG 131 del 2020, modificada por la CREG 219 del 2020 y la resolución 101001 de 2022, en donde se estipulan los lineamientos para la implementación de la

infraestructura de medición avanzada en el SIN [4][5]. En esta resolución se establece un nuevo rol dentro de la estructura del sector eléctrico colombiano, el cual consiste en la gestión independiente tanto de datos e información, como del intercambio, gestión, integración, analítica y valor agregado de los mismos. En consecuencia, emerge un nuevo agente agregador el cual será el responsable de llevar a cabo estas funciones y toma el nombre de Gestor Independiente de Datos la Información, GIDI. Este agente puede no hacer parte de los demás actores de la cadena de prestación del servicio o estar dentro de los mismos [6].

El presente trabajo de investigación estudia y analiza el funcionamiento y la óptima introducción de AMI en las redes de distribución colombianas, así como los casos de éxito a nivel mundial entorno a su implementación y aplicabilidad, enfocándose en determinar las funciones, condiciones, lineamientos bajo los cuales se desarrollan los nuevos agentes GIDI con ayuda de los sistemas dinámicos, de tal manera que se pueda establecer un plan de negocio que permita masificar la inserción de nuevas empresas que presten el servicio de gestión de datos e información en el margen de un proceso de modernización de las redes eléctricas de distribución dentro de un marco regulatorio actual.

1.1 Planteamiento del problema

Con la inserción de los sistemas AMI surgen dentro del mercado energético la figura de los agentes GIDI y con ello la incertidumbre sobre sus funciones específicas dentro de la cadena de servicios energéticos, reflejando la necesidad de un procedimiento, método, un modelo o herramienta que apoye la toma de decisiones antes de implementar normativas sobre la inserción de los agentes GIDI en el sector eléctrico colombiano dado la heterogeneidad de características de infraestructura actual de las redes de distribución eléctricas en el país y de esta forma optimizar el papel de estos gentes dentro del mercado y masificar su inserción.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Diseñar un modelo que integre criterios técnicos y económicos para determinar la pertinencia de los gestores independientes de la información en el sector de las redes de distribución en Colombia.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar las características del sistema de distribución eléctrico en Colombia en un contexto de redes inteligentes y participación activa de la demanda.
- Diseñar un modelo técnico-económico que permita integrar aspectos referentes a la influencia de los gestores independientes de la información en el sector de las redes de distribución en Colombia.
- Diseñar un modelo de negocio que potencialice la inserción de los agentes GIDI, en el margen de las características del mercado eléctrico colombiano a nivel de las redes de distribución eléctrica.

1.3 Metodología y estructura del documento

La metodología propuesta para abarcar con los objetivos expuestos a lo largo del presente proyecto investigativo se enmarca en cuatro etapas. La primera etapa consiste en la búsqueda y recopilación de información bibliográfica enfocada en el papel que desempeñan los agentes agregadores GIDI dentro de los procesos de implementación de AMI a partir de experiencias internacionales y además se efectúa un análisis del contexto regulatorio que influye dentro de la inserción de los gestores de información y datos en el mercado eléctrico en Colombia (Capítulo 2).

Durante la segunda etapa se llevó a cabo una evaluación del estado actual de las redes de distribución colombianas a partir de los datos en información suministrada por los operadores de red en cada región de Colombia, de tal manera que se pudo clasificar dicha información acorde a cada zona identificando el estado actual de las redes en cada caso,

así como las características y elementos que permiten masificar los sistemas de medida avanzada y que representan una amenaza frente a la inserción de estos, para luego clasificar cada región conforme a su avance dentro de un camino hacia la modernización de las redes de distribución eléctrica (Capítulo 3).

En la tercera etapa se realizó un procesamiento y análisis de la información previamente obtenida y clasificada, para que, con ayuda del pensamiento sistémico [1] y dinámica de sistemas, se logre determinar todas las variables que influyen en el óptimo desempeño de los GIDI dentro de la prestación del servicio de electricidad, y así generar un diagrama causal [2] que permita visualizar la interacción de las variables en el sistema para cada uno de los diferentes escenarios en los cuales tienen lugar los agentes GIDI, a partir de la evaluación de políticas, planes, regulaciones, pronósticos nacionales e internacionales, y de esta manera definir una hipótesis de solución [3] (Capítulo 4).

Finalmente, en la etapa 4 se perfecciono el modelo propuesto en la etapa 3, mediante un análisis exhaustivo de las variables planteadas, así como del comportamiento entre ellas, de tal forma que, una vez establecido el modelo final, se lo pudiese evaluar, analizar su comportamiento y establecer los escenarios posibles frente al modelo propuesto (Capítulo 5).

Adicionalmente se propuso el diseño de un modelo de negocio, empleando la metodología CANVAS [4] para analizar los escenarios y determinar los parámetros y características que podrían potenciar la implementación de los agentes GIDI dentro de un contexto de inserción de AMI en las redes de distribución colombianas, estableciendo así la propuesta de valor en la integración de estos agentes en el mercado del sector eléctrico que logre ser estable a largo plazo (Capítulo 6).

2.Estado del arte

2.1 Análisis del contexto regulatorio colombiano

El diseño, aplicabilidad y eficiencia de un modelo que integre los agentes GIDI dentro del mercado eléctrico colombiano está ligado a las normas y regulaciones entorno a la aplicación de AMI y el papel de los GIDI dentro de este, en un contexto nacional. De esta forma, es preciso efectuar un análisis de la normativa y su trayectoria para identificar las características bajo las cuales se establecerán estos agentes. En este sentido, se evaluaron principalmente los proyectos de resolución propuestos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, por los cuales se buscar establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el Sistema Interconectado Nacional, SIN [7].

Esta trayectoria normativa empieza con las leyes que influyen en el establecimiento de los GIDI dentro de la cadena de prestación de servicios públicos, que a nivel general permiten establecer unos conceptos y parámetros base. Estos antecedentes normativos corresponden a los mencionados a continuación:

- Ley 142 de 1994, en donde se establece la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica como la encargada del transporte de energía desde las redes de transmisión hasta el domicilio del usuario final incluyendo la conexión de este último y medición del servicio, se plasman diferentes disposiciones entorno a los sistemas de medida, los derechos y deberes tanto de los usuarios como de los prestadores de servicios.
- Ley 1266 de 2008 y Ley 1581 de 2012, las cuales determinan la normativa entorno al tratamiento de datos personales.
- Ley 1715 de 2014, en donde se encuentran las normas que dan paso a promover la gestión eficiente de la energía eléctrica, entre ellas los programas de respuesta a la demanda.

- Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 (Ley 1955 de 2019) en su artículo 290 determina que la CREG debe incluir dentro de la cadena de prestación de servicio de energía eléctrica nuevos agentes prestadores de servicios, así como la regulación que les aplique y la gobernanza de datos e información que se produzca como resultado de las nuevas actividades.
- Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía (y demás que la modifiquen), estableciendo los objetivos del despliegue de AMI, los parámetros mínimos que la rigen y demás aspectos importantes para su despliegue.

Una vez determinado los antecedentes normativos se analiza el contexto regulatorio actual entorno a los objetivos de este informe, para ello en primer lugar, se cuenta con la resolución 131 de 2020 [8] Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN y es modificada por la resolución 219 de 2020 [4], posteriormente por la resolución 101001 de 2022 y finalmente modificada por la resolución 701011 de 2022, las cuales en su conjunto determinan algunos de los parámetros, condiciones, lineamientos bajo los cuales se deben regir los sistemas de media avanzados en el sector eléctrico colombiano.

Estas normativas se estructuran de tal forma que en primer lugar se determinan unas Disposiciones Generales, establece los derechos y deberes de los usuarios, las responsabilidades de los prestadores, los requisitos técnicos generales, los planes de implementación, las condiciones para el despliegue de los sistemas AMI, la remuneración económica en los planes de inserción de AMI, los lineamientos para la gestión de datos y finalmente se realiza un análisis jurídico.

Una vez evaluadas estas resoluciones se puede observar que el concepto y funciones entorno a los nuevos agentes GIDI es constante en todas ellas y se centra en la gestión de datos e información proveniente de los equipos de medida que permitan su almacenamiento y análisis con fines prácticos tanto para los prestadores de servicios como para los usuarios finales, de una forma neutral, íntegra, transparente, objetiva e independiente. Específicamente se define a los GIDI como *“la persona prestadora de servicios públicos domiciliarios, organizada en los términos del artículo 15 de la Ley 142 de 1994, encargada de realizar las funciones de gestión independiente de datos e*

información y funciones independientes de intercambio, gestión, integración, analítica y valor agregado de datos e información, y aquellas determinadas en el artículo 12” [5].

Sus funciones van desde la recepción de la información, manejo de datos hasta la creación, administración y mantenimiento de herramientas tecnológicas efectuadas para la correcta gestión de estos datos. Concretamente las responsabilidades de estos agentes Gestores de la Información y Datos son:

- *“Incluir en el proyecto que la selección del GIDI se realizará mediante un proceso que garantice la competencia por el mercado*
- *Incluir en el Proyecto que en caso de que el GIDI tenga un controlante, este no puede aprovechar la prestación del servicio de GIDI para obtener ventajas mediante el acceso privilegiado a información del sector y de los usuarios*
- *Los agentes GIDI tendrán que ser independientes de los OR y los comercializadores para evitar conflicto de interés y presentar un manejo de la información más imparcial y desinteresado*
- *Los agentes GIDI deben desarrollar sus actividades siguiendo los principios de neutralidad, transparencia, objetividad e independencia, por lo que se prohíbe que exista situación de control directo o indirecto, conflictos de interés o acuerdos con agentes que desarrollen actividades de la cadena de la prestación del servicio o sus actividades complementarias. Todo lo anterior, pretende evitar una integración vertical que afecte la competencia entre los agentes y la calidad de la prestación del servicio” [5].*

También se determina como las funciones de agentes GIDI las siguientes:

- a) Instalar, administrar, operar, mantener y reponer los sistemas informáticos según las características y necesidades particulares de los usuarios de la información, asegurando la integridad, confidencialidad y disponibilidad de la misma, según corresponda. La solución escogida debe ser flexible, interoperable y escalable.*
- b) Establecer los procedimientos y sistemas para el respaldo y recuperación de la información ante eventos en su infraestructura y servicios.*
- c) Recibir y mantener los datos entregados por los OR y comercializadores a partir de su fecha de entrada en operación. El sistema de recibo de información del GIDI*

deberá emitir comprobantes con las características principales de la información entregada.

- d) Determinar un procedimiento trazable de reemplazo de la información, el cual debe contar con notificaciones automáticas a las entidades de vigilancia y control según se requiera.*
- e) Desarrollar e implementar un sistema de verificación automático de la información mediante la evaluación diaria de la coherencia de los datos reportados frente a valores típicos o históricos, tendencias, estacionalidad, mediciones de los equipos de respaldo y los demás parámetros que se consideren pertinentes; lo que servirá a los comercializadores de energía en su proceso de análisis de desviaciones significativas previo a la facturación.*
- f) Desarrollar una plataforma web de intercambio de información mediante la cual los usuarios de la información puedan acceder a la misma, incluyendo posibilidades de descarga. Dicha plataforma deberá tener la posibilidad de ser consultada mediante dispositivos móviles, con la totalidad de funciones disponibles.*
- g) Los datos que deben estar disponibles para su presentación al usuario y los demás agentes son:
 - i. Todas las transferencias de energía y demás variables registradas en el punto de medición (registros de voltaje, corriente, consumo o producción de energía activa y reactiva periódicos, las relacionadas con ausencia/presencia de tensión, cantidad y duración de las interrupciones del servicio), como máximo, una hora posterior al de su entrega por parte del OR. Los usuarios y los agentes podrán realizar consultas parametrizables de esta información. La presentación de los datos debe permitir su compilación por franjas horarias, por tipo de día (hábil, sábado o festivo), semana del año y por mes. Se debe disponer de ejercicios comparativos de los usuarios residenciales, donde se presente el consumo propio contra los promedios de los usuarios residenciales del mismo estrato ubicados en el mismo municipio y código postal, u otros criterios de comparación que le permitan al usuario concientizarse sobre su consumo respecto de usuarios comparables y pueda modificar sus hábitos de consumo.**

- ii. Los eventos de interrupciones del servicio, frecuencia y duración, discriminados por mes, con la posibilidad de identificar la información de cada evento con fecha y hora de inicio y de finalización.*
- iii. Las tarifas de suministro de energía eléctrica y los servicios ofrecidos por los distintos comercializadores que atiendan en el mercado de comercialización del usuario que consulta, así como la valoración del comercializador que lo atiende dada por cada usuario.*
- h) Diseñar e implementar la herramienta tecnológica que permita al usuario realizar el cambio de comercializador en línea.*
- i) Alojarse y consolidar los reportes de avance del despliegue de AMI por parte de los OR. El reporte deberá realizarse mediante una aplicación dispuesta para la transferencia electrónica de datos.*
- j) Establecer un sistema de producción de reportes e intercambio de información para entregar la que sea solicitada por las autoridades competentes.*
- k) Alojarse y consolidar las autorizaciones para el tratamiento de datos personales enviadas por los responsables.*
- l) Informar oportunamente las indisponibilidades programadas de su infraestructura y establecer un plan de contingencia para no afectar sus procesos. las principales funciones para los agentes GIDI [5].*

En este sentido, se pudo identificar algunos aspectos que podrían vulnerar e influir negativamente dentro del proceso de masificación de sistemas AMI a las redes de distribución eléctrica, entre ellos una falta de información y reglamentaciones a partir de las características y funciones de los GIDI, pues si bien la regulación colombiana establece cuales podrían ser algunas de sus funciones no determina específicamente a que parte del sector eléctrico podría ser parte, ni se discrimina sus funciones a partir del tipo de mercado eléctrico al cual se aplica, el cual puede ser dentro de un marco regulado o no regulado.

Además, se limita las funciones de estos nuevos agentes dejando a un lado diferentes responsabilidades que podrían llevar a cabo para potencializar y aprovechar al máximo la

implementación de sistemas de medida avanzada, como lo describen ciertas experiencias internacionales.

2.2 Análisis del contexto Internacional

Las funciones de los agentes GIDI acorde a lo descrito en la regulación colombiana abarcan únicamente lo relacionado con el intercambio, gestión, integración, analítica y valor agregado de datos e información, sin embargo, dentro del alcance de este proyecto investigativo se plantea establecer un modelo de negocio que permita masificar la inserción de estos agentes en el mercado eléctrico, por lo cual se propone que entre una de sus funciones se establezca la posibilidad de prestar los servicios que ofrecen los agentes Agregadores.

Estos agregadores tienen lugar en contextos internacionales y su papel se centra a nivel general en reunir un conjunto de productos energéticos relacionados, bien sean del lado de la oferta o de la demanda para luego negociar con ellos en los mercados eléctricos [9]. En este sentido, se realizó una búsqueda bibliográfica mediante diferentes plataformas investigativas como ScienceDirect, IEEE Xplore, la base de datos de investigaciones, trabajos de grado del grupo de investigación E3P de la Universidad Nacional de Colombia y demás información presente mediante el Sinab, con el fin de determinar las oportunidades de negocio que ofrecen los agregadores y luego evaluar su aplicabilidad dentro del contexto colombiano.

En este orden de ideas, se encontraron diferentes casos aplicativos en donde los agentes agregadores establecen una propuesta de negocio en un entorno de mercados energéticos lo cual representa una propuesta de valor viable de tal manera que permita potencializar la inserción de los agentes GIDI al mercado eléctrico colombiano dentro del margen de los sistemas AMI y las redes inteligentes. Así pues, se clasifica y se resume la información referente a estos agentes a nivel global mediante dos tablas.

La primera tabla establece los entornos aplicativos de los agentes agregadores a nivel global y su potencial dentro de cada mercado clasificados a partir de los diferentes tipos de clientes a los cuales se dirige su aplicabilidad

Tabla 2-1: Potencial de los agregadores de acuerdo con el tipo de cliente.

Tipos de clientes	Potencial	
	Descripción	Referencia
Hogares inteligentes	En el sector del hogar, el potencial de introducción de los nuevos agentes del mercado energético se da gracias a la automatización de los hogares y la digitalización, permitiendo que la oferta y la demanda de energía se puedan igualar casi en tiempo real, posibilitando la integración en la red de productos que puede ayudar a optimizar el consumo de energía, como medidores inteligentes, termostatos, dispositivos de calefacción y refrigeración.	[10]–[14]
Transporte inteligente	En el sector del transporte, el potencial se centra en el avance en la implementación de vehículos eléctricos en el mercado, lo que significa que las baterías de los automóviles podrían integrarse en la red como una instalación de almacenamiento de energía excedente y convertirse en una fuente de suministro de energía cuando el automóvil no está en uso.	[15]–[20]
Servicios públicos	En una red inteligente donde hay una alta inserción de DER, los servicios que brindan los agregadores ayudan a reducir los costos operativos del sistema, reduciendo así los precios de mercado. Además, los agentes agregadores que agrupan a los DER para participar como una planta de energía virtual (VPP) en los mercados de energía, pueden brindar un servicio de balance en los mercados de electricidad en tiempo real en una pequeña cantidad, pero más rápido que los grandes generadores centralizados.	[21]–[25]
Alumbrado público	En este sector, el potencial de los agregadores se centra en ajustar el comportamiento energético dentro del sistema de alumbrado público, de tal forma que la flexibilidad de la huella energética del sistema (la diferencia entre el consumo energético máximo y mínimo), pueda utilizarse para reducir costes y aumentar los ingresos en otros entornos.	[26]–[29]
Almacenamiento de energía	Los agregadores podrían reducir la disparidad entre el valor privado y el del sistema incentivando financieramente a los consumidores a ceder el control de sus recursos de almacenamiento para usarlos de manera más eficiente en beneficio de un sistema eléctrico más grande.	[30]–[34]

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, se identifican las propuestas de valor dentro de un marco de modelo de negocio en el cual se desenvuelven los agentes agregadores a nivel internacional, tal como se observa en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2: Modelo de mercado para los agregadores.

Modelo de mercado	<i>Descripción</i>	<i>Referencias</i>
Planta de energía virtual	<p>Los agregadores pueden agrupar DERs para participar como una planta de energía virtual (VPP) en los mercados de energía, estas plantas están controladas por un sistema central de tecnología de la información (TI) donde los datos relacionados con las previsiones meteorológicas, los precios de la electricidad en los mercados mayoristas y el suministro general de energía y las tendencias de consumo se procesan para optimizar el desempeño de los DERs despachables incluidos en las plantas de energía virtuales. Además, al crear estas plantas, los agregadores crean una capacidad considerable que se vuelve elegible para participar en los mercados mayoristas de energía. El agregador puede proporcionar diversos servicios de red, como regulación de frecuencia, capacidad de reserva operativa, etc., optimizando una cartera adecuada de recursos energéticos distribuidos. Una planta de energía virtual puede incluir unidades de respuesta rápida como supercondensadores y baterías, junto con plantas de energía de biogás y cogeneración y recursos de respuesta a la demanda para brindar diferentes servicios de flexibilidad.</p>	[25], [35]–[38]
Mercado minorista	<p>Los agregadores dentro de este contexto pueden representar un mecanismo de mercado minorista a nivel de distribución que coordina la flexibilidad de los DERs, aprovechando el concepto de energía transactiva (un sistema de mecanismos económicos y de control que permite el equilibrio dinámico de oferta y demanda en toda la infraestructura eléctrica utilizando el valor como parámetro operativo clave).</p> <p>Este enfoque permite que los recursos de pequeña escala participen en el mercado de la electricidad, operen de manera más dinámica y se eliminen las reglas de no exportación para los DER detrás del medidor, para que puedan generar, reducir la carga o incluso aumentar la carga de acuerdo con las necesidades de la red.</p>	[22], [39]–[41]
Blockchain	<p>La agregación de recursos locales para participar en los Mercados de Capacidad y Equilibrio permite que la tecnología blockchain ofrezca nuevas oportunidades relacionadas con la certificación de la producción a partir de Fuente de Energía Renovable, es el rastreo, el control de la red, la coordinación de los recursos distribuidos (generadores, baterías, cargas flexibles, etc.), la protección del sistema</p>	[42]–[46]

Modelo de mercado	<i>Descripción</i>	<i>Referencias</i>
	(contra sobrecorrientes, fenómenos de flujo inverso de potencia, subida excesiva de tensión, desprendimiento de generadores y faltas de producción, etc.) y la participación de los prosumidores en la regulación y electricidad. mercados.	

Fuente: Elaboración propia.

3.Estado actual de las redes de distribución eléctrica en Colombia

La actividad de distribución dentro de las redes eléctricas colombianas hace referencia a las redes y equipos que operan a tensiones menores a los 220 kV con el fin de transportar la energía eléctrica hasta los usuarios finales y bajo la dirección de un agente que toma el nombre de Operador de Red (OR). Las redes de distribución se clasifican de acuerdo con su nivel de tensión (I, II, III, IV) y requiere de una serie de equipos y características para cumplir con el objetivo de distribuir la electricidad hasta los clientes.

Estos equipos se componen principalmente por la red de distribución las cuales se interconectan entre sí por medio de transformadores para cambiar de un nivel de tensión a otro. También se cuenta con equipos de desconexión que permiten la interrupción del flujo de energía si llegase a requerirse, equipos de compensación para la estabilidad del sistema, equipos de protección que dan señales a los equipos de desconexión cuando sea necesario y equipos de control que supervisan el estado del sistema a través de sus medidas y de los indicadores de posición de los equipos.

A nivel nacional se cuenta con aproximadamente 15 millones de medidores convencionales instalados, de los cuales hasta el año 2019 el 58% son medidores electromecánicos y cerca de 250 mil medidores avanzados (no todos aptos para operar bajo las características AMI). Sin embargo, en los últimos años diferentes empresas han apostado por la implementación de tecnologías tipo AMI, de tal manera que se registran 400.069 medidores avanzados instalados (estimación con base en el reporte de 6 operadores de red consultados y que representan el 78% de usuarios) que han permitido evaluar la tecnología y procedimientos para la integración de la Infraestructura de Medida Avanzada, AMI.

Para analizar las óptimas características bajo las cuales se pueden introducir los nuevos agentes gestores de información y datos GIDI, mediante la implementación de sistemas AMI en las redes de distribución eléctrica colombianas, es necesario determinar el estado actual de las mismas, para lo cual se ha realizado el análisis por regiones mediante los datos e información suministrada por los informes de gestión anuales de las empresas operadoras de red con una cobertura más significativa.

Los principales factores empleados dentro del análisis corresponden a:

- Índice de cobertura: Se analiza el porcentaje de cobertura en la zona, es decir, la relación entre el número de viviendas con servicio de energía eléctrica con respecto al número de viviendas totales.
- Composición de mercado: se evalúa las características del mercado, como se compone el mismo, y el tipo de usuarios que atiende ya sean regulados o no regulados.
- Sistema de medida: Se evalúa el estado actual de cada empresa, en cuestión de infraestructura de medida, las características de sus sistemas, si ya han instalado medidores inteligentes y la cantidad de infraestructura antigua versus la moderna.
- Sistemas de control y comunicación: Se evalúa los sistemas de comunicación entre OR, comercializadoras y con los clientes, en caso de contar con medida inteligente, se evalúa como se realiza el tratamiento de los datos y se mantiene el flujo de comunicación entre entidades y con el cliente final.
- Sistemas de Gestión: Este factor evalúa los procedimientos para la gestión de los datos e información, el tratamiento de estos, y diferentes estrategias de negocio

que se puede emplear a partir de implementación de sistemas de medida avanzados.

3.1 Principales operadores de red en la región sur colombiana.

Los operadores de red con mayor presencia dentro de la región del sur de Colombia corresponden a EMCALI E.S.P (Empresas Municipales de Cali), CEDENAR S.A. E.S.P (Centrales Eléctricas de Nariño), CEO S.A. E.S.P (Compañía Energética de Occidente), ELECTROHUILA S.A. E.S.P (Electrificadora del Huila), ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P (Electrificadora de Caquetá).

3.1.1 EMCALI E.S.P

- **Índice de cobertura:** 4,7
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 3.700.000
- **Usuarios:** 742.828
- **Número de transformadores de distribución:** 45.355
- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medida en esta región del país se caracterizan en gran parte por el uso de medidores convencionales principalmente electrónicos. Para finales del año 2019 se registraron por EMCALI 699.884 medidores de los cuales aproximadamente un 6,43% corresponden a medidores inteligentes, de acuerdo con lo establecido por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios por medio del diagnóstico de medida del 2019 en donde se determina que para este año se instalarían cerca de 45.000 medidores de tecnología tipo AMI a cargo de esta empresa.

En este sentido EMCALI representa una de las empresas del sector eléctrico con mayor avance en instalación de medida inteligente gracias al incremento en instalaciones de medida inteligente de aproximadamente un 50%.

- **Composición de mercado:** Dentro del sistema de distribución local en donde opera la empresa, EMCALI está presente en un 73,99%, representado en 89,78% en el Mercado Regulado y de 47,37% en el mercado No Regulado.

Dentro del mercado regulado el sector residencial es el que tiene mayor presencia con un 91,96%, dejando al sector no residencial (comerciales, industrias, oficiales, especiales) con una representación del 8,04%.

- **Generación de energía eléctrica:** Durante el periodo de operación de esta empresa, los productos ofrecidos por la misma se centran en la comercialización y distribución de energía; sin embargo, EMCALI E.S.P desde hace un tiempo ha empezado a optar por ofrecer el servicio de generación enfocándose principalmente en generación y autogeneración de tipo renovable principalmente a pequeña escala, como es el caso del programa de autogeneración solar para empresas, dentro del cual se instala una planta de generación solar fotovoltaica al interior de las instalaciones del cliente. Este programa está dirigido a grandes, medianas, pequeñas y microempresas que dispongan de un espacio al interior de sus instalaciones para el montaje de una planta menor de 1.000 kW. EMCALI realiza toda la inversión y el cliente goza del beneficio en el costo total de la factura de energía, aporta a la disminución de la contaminación y fortalece la generación con recursos renovables.

Por otro lado, EMCALI cuenta con el inicio del Parque solar EMCALI de 19.9MW, ubicado en el municipio de Yumbo, que tiene como función generar energía eléctrica de origen renovable, mediante la captación y transformación de la radiación solar.

Además, ha iniciado el estudio para incorporar a su portafolio de generación proyectos de generación a pequeña o mediana escala con fuentes hídricas, eólica o biomasa, mediante un programa que permita identificar proyectos firmes o plantas en reciente funcionamiento, que sea ejecutado por terceros y que le permitan obtener los beneficios de este tipo de tecnologías de producción energética.

Los proyectos de generación distribuida incluyen la venta de 1,2 MWh en clientes tan representativos como el Canal Regional Tele pacífico y se incluyen las 43 viviendas de barrio Potrero Grande, que pertenecen al Proyecto Hogares Sostenibles.

- **Sistemas de monitoreo y control:** Gracias a la actualización del Hardware y software del Centro del Control de EMCALI, este sistema integra aplicaciones SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), DMS (Sistema de Gestión de Distribución) y OMS (Sistema de Gestión de Interrupciones), módulos interconectados por interfaces para realizar respectivamente: supervisión y control de la operación del sistema de distribución local de energía, funciones eléctricas asociadas a subestaciones y equipos de flexibilidad y la conexión entre usuario y sistema.

3.1.2 CEDENAR S.A. E.S.P

- **Índice de cobertura:** 2,9
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 1.022.371
- **Usuarios:** 138.003
- **Número de transformadores de distribución:** 16.830
- **Sistemas de medida:** De acuerdo con lo establecido por el contrato de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica establecido por la empresa CEDENAR S.A.S. Se establece que los sistemas de medida se rigen acorde a lo establecido por el artículo 144 de la Ley 142 de 1994, el Código de medida y demás normas relacionadas, a partir de los cuales se exige la instalación de medidores electrónicos que midan energía activa (clase 1) y reactiva (clase 2) y dependiendo del tipo de red o la capacidad instalada podrán ser monofásicos, bifásicos o trifásicos.

En concordancia con lo anterior y a partir de los informes de gestión elaborados hasta el año 2020, CEDENAR S.A.S cuenta con 497.205 medidores, de los cuales aproximadamente el 1% corresponden a medidores inteligentes y el porcentaje restante concierne a los medidores convencionales, los cuales en su mayoría son electrónicos bifásicos y trifásicos de medida activa y reactiva.

En este orden de ideas se observa que los sistemas de medida en esta región del país en su mayoría son de carácter electromecánicos, con medida unidireccional

ya que en gran parte la tecnología de los medidores convencionales no permita una comunicación bidireccional e implica un monitoreo manual.

- **Composición de mercado:** La estructura del mercado se conforma en su mayoría por usuarios regulados los cuales representan un 99.9996%, dejando el 0.0004% a los usuarios no regulados. Dentro de los usuarios regulados el sector con mayor presencia corresponde al residencial con 94.07%, seguido de los usuarios comerciales con una participación de 4.57%, dejando en último lugar al sector oficial con 0.51%, el sector especial con 0.38%, el industrial con 0.29%, el provisional con 0.15%, el alumbrado público con 0.03% y el sector de autoconsumo con 0.01%.
- **Generación de energía eléctrica:** La generación de energía eléctrica en esta región del país se basa en pequeñas centrales hidroeléctricas que abastecen la demanda de los usuarios conectados al SIN, CEDENAR S.A.S cuenta con la operatividad de las plantas Río Mayo, Río Bobo y Río Sapuyes logrando una generación de 156.88 GWh/año.
- **Sistemas de monitoreo y control:** Los procesos de monitoreo, control y análisis de información y datos se realizado en aproximadamente un 17% de los usuarios totales mediante un software llamado ZENTRY lo cual a pesar de las condiciones de emergencia del último año dio paso a que se realizaran el 26.8% de las revisiones de control de pérdidas
Desde el mes de octubre del 2020 se iniciaron pruebas del nuevo sistema de información OPEN SMARTFLEX (OSF), para los procesos de generación y asignación de órdenes, así como también para su posterior análisis del asentamiento de la información en el sistema, e integrándolo con el software ZENTRY, para solucionar los inconvenientes de sincronización de órdenes de revisión y generación de estadísticas presentados.

3.1.3 CEO S.A. E.S.P

- **índice de cobertura:** 2,6
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 634.192
- **Usuarios:** 58.290

- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medida implementados por CEO son en su mayoría convencionales, tal como se evidencia a partir de los informes de gestión realizados por la empresa hasta 2019, dentro de los cuales se evidencia que, de los 395.851 medidores instalados, aproximadamente un 4.042%, es decir, 16.000 medidores son de tipo inteligente, demostrando que a nivel general la red no da paso en su totalidad a una comunicación bidireccional, control digital y monitoreo remoto.
- **Composición de mercado:** El mercado eléctrico tiene una mayor presencia de usuarios regulados con respecto a los no regulados. Dentro de los usuarios regulados el sector con mayor presencia corresponde al residencial con una participación del 94,61%, al cual le sigue el sector comercial con 3.67%, el oficial con 1.02%, el industrial con 0.5% y otros con 0.15%.
- **Generación de energía eléctrica:** CEO ofrece principalmente servicios de comercialización y distribución de energía, sin embargo, dentro de sus servicios se ofrece la instalación, operación y mantenimiento de sistemas de generación de energía solar, de autogeneración y cogeneración. Lo cual le ha permitido generar 5.5 GWh/año de energía verde.
CEO cuenta con una granja solar de 2.7 GWh/año.
- **Sistemas de monitoreo y control:** Los procesos y estrategias de control se enfocan en disminuir las pérdidas, para ello se realizan estrategias de macro medición, normalización de redes y gestión del ciclo comercial. Además, se están impulsando 8 proyectos relacionados con tecnologías de la información que ofrecen valor agregado a la gestión administrativa y operacional, los cuales son una sistematización del proceso de provisión y multiservicios (Módulo de CEOMulti en OpenSmarflex), la implementación de una interfaz OSF – TWACS el cual es un sistema de comunicación bidireccional el cual se emplea para recolectar, comunicar, analizar y manejar información sobre el consumo de electricidad y al mismo tiempo le permite a la empresa obtener, comunicar y analizar la información de los consumos a sus clientes. Por otro lado, se está impulsando la sistematización Procesos Distribución (ADMS- Advanced Distribution Management

System), la renovación M2M (Machine To Machine) y el control de acceso a subestaciones.

3.1.4 ELECTROHUILA S.A. E.S.P

- **índice de cobertura:** 2,3
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 189.200
- **Usuarios:** 409.440
- **Número de transformadores de distribución:** 18.779
- **Sistemas de medida:** En esta región predominan los sistemas de medida de tipo convencionales en donde no se cuenta con medida bidireccional, ni lectura, monitoreo o control remoto. Sin embargo, a partir del informe de gestión del 2020 se estima que para el 2030 se haya instalado medidores inteligentes al 75% del total de usuarios, reportando 385 medidores inteligentes instalados durante este año.
- **Composición de mercado:** Electro Huila cuenta con una cobertura total del 95.59% con respecto al sistema de distribución local, dentro de su alcance La mayor concentración se enfoca en el mercado reculado, dentro del cual el de mayor presencia corresponde al sector residencial (92,36%), seguido del sector comercial (5,88%), del oficial (1.10%), el industrial (0.26%), el alumbrado regulado (0.24%), el provisional (0.15%) y el autoconsumo (0.02%).
- **Generación de energía eléctrica:** La principal fuente de generación se centra en 3 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, PCH, denominadas Iquira 1, Iquira 2 y La Pita, ubicadas en el norte y el centro del departamento, sobre el río Iquira y la quebrada Majo respectivamente, La producción neta total fue de 16.84 GWh/año con una disponibilidad de planta del 38.2%.
Además, se cuenta con la presencia de otras fuentes de generación como de energía solar la cual atiende un 1.50% de la demanda de la zona, la eólica con un 6.65% de alcance y la térmica con un 11.35%.
- **Sistemas de monitoreo y control:** Para realizar un control, seguimiento y monitoreo de los sistemas de distribución esta empresa cuenta con unos recursos tecnológicos como sistemas de gestión DMS, integrado por SPARD OMS

(plataforma geográfica visual para realizar u observar maniobras, el cual además, graba las salidas de los consumidores y equipos afectados, calculando indicadores de calidad de servicio para cumplir los requerimientos de las entidades de regulación), contact center, SPARD GIS (el cual cubre todas las necesidades de la empresa, para analizar, optimizar, operar y gestionar su red eléctrica), GD conect, SIEC y SCADA.

3.1.5 ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P

- **índice de cobertura:** 0,7
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 192,81
- **Usuarios:** 44.488
- **Sistemas de medida:** Las zonas cubiertas por ELECTROCAQUETA S.A.S. se caracterizan por presentar en su mayoría sistemas de medida de tipo convencional con medidores electrónicos monofásicos bifilares de 120V y trifilar 1F3H; medidores electrónicos trifásicos tetrafilares de marca ISKRA, en donde no se cuenta con medida bidireccional, ni lectura, monitoreo o control remoto.
- **Composición de mercado:** Del total de la cobertura de esta empresa se cuenta con que la mayoría de los usuarios se encuentra en el sector residencial con un 91.94% de participación, seguido del sector comercial con un 6.96%, el sector oficial con 0.98%, el sector industrial con 0.10% y finalmente el sector de alumbrado público con 0.01%.
- **Generación de energía eléctrica:** Esta empresa se enfoca principalmente en comercializar y distribuir energía, sin embargo, dentro del último año se han presentado proyectos enfocados en la construcción de sistemas de energía solar fotovoltaica como alternativas de solución para llevar electricidad a las viviendas sin servicio dentro de las zonas no interconectadas de la zona.
- **Sistemas de monitoreo y control:** La empresa ELECTROCAQUETA S.A E.S.P. cuenta con diferentes sistemas de información y software que le permiten realizar el control, monitoreo y gestión de los datos e información, como es el caso del programas SIEC el cual es un sistemas de información electrónico comercial para

el manejo de la facturación, recaudo, atención al cliente, cartera, suspensión y reconexión de los usuarios de la energía del Caquetá; SCADA o Supervisor y Control And Data Acquisition, sistema de información que permite monitorear, operar y controlar los componentes eléctricos de las subestaciones, circuitos y líneas de conexión de la red; MITHRA que proporciona una solución completa y funcional para la gestión de procesos y liquidación de tarifas, permitiendo una adaptación rápida a los cambios regulatorios relacionado con el modelo tarifario que se aplica para el cobro de energía a los usuarios de Electrocaquetá y el programa SPARD el cual es un sistema de información Geográfica (SIG) especializado para redes eléctricas. Permite crear elementos de la red geográficamente, editar y consultar la Base de Datos de Distribución (BDD) de las redes eléctricas asociadas a las acometidas de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

3.2 Principales operadores de red en el eje cafetero.

Los operadores de red con mayor presencia dentro de la región del sur de Colombia corresponden a CHEC S.A. E.S.P (Central Hidroeléctrica de Caldas), EDEQ S.A. E.S.P (Empresa de Energía del Quindío), EEP S.A E.S. P (Empresa de Energía de Pereira).

3.2.1 CHEC S.A. E.S.P.

- **Índice de cobertura:** 3,3
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 1.566.000
- **Usuarios:** 1.490.047
- **Número de transformadores de distribución:** 19.305
- **Sistemas de medida:** Acorde al informe de la superintendencia de servicios públicos del año 2019 se cuenta con que en esta zona del país los sistemas de medida son en su mayoría convencionales descentralizados, con presencia de sistemas de medida centralizados los cuales abarcan el 100% de los usuarios no residenciales, además se cuenta con medida por multiusuario la cual se centra en los estratos 1 y 2 con un 40% y 60% respectivamente.

Adicionalmente durante el 2020 se reportó la implementación del protocolo IPSEC en los dispositivos (ROUTER) de las subestaciones para la encriptación de la información en la regulación de la teledatada exigida para los Centros de gestión de Medida (CGM).

- **Composición de mercado:** Dentro del alcance de esta empresa, se cuenta con una mayor presencia de usuarios tipo residenciales con un 90,7% mientras que el 9,3% restante, pertenecen al sector no residencial (oficial, comercial, empresarial, otros). Dentro de este alcance también se identifica que el 75,5% de los usuarios atendidos por el operador de red CHEC corresponde a la zona urbana y el 24,5% a la rural.
- **Generación de energía eléctrica:** El sistema de generación de CHEC se basa principalmente en un esquema de aprovechamiento hídrico con 7 plantas de generación, que por su capacidad de producción están designadas como Plantas Menores (Sancancio, Intermedia, Municipal y Guacaica, las cuales están inmersas en la urbe manizaleña) y Plantas Mayores (La ínsula, La Esmeralda y San Francisco. Las cuales están Ubicadas una en zona rural de Palestina y dos en zona rural de Chinchiná; las tres plantas utilizan las aguas de los ríos Chinchiná y Campoalegre para la generación de energía).
Por otro lado, la empresa también cuenta con la presencia de fuentes generadoras de energías renovables no convencionales, por ejemplo, en el año 2020 se desarrollaron 3 soluciones solares con 39,2 kW pico. Adicionalmente durante este mismo año se aprobaron 43 solicitudes de conexión al sistema CHEC de auto generadores a pequeña escala con una capacidad de 902,93 KW, de las cuales 37 entraron en operación y 6 están aprobados pendientes de la visita de conexión consolidando así 61 auto generadores para finales del 2020.
- **Sistemas de monitoreo y control:** Los centros de control dentro de esta empresa implementan una plataforma Tecnológica homologada para el Grupo EPM que permite la operación de la infraestructura crítica de los negocios de Energía, Aguas y Gas, de manera segura, confiable y eficiente, generando valor al compartir buenas prácticas de soporte tecnológico, homologación de conocimiento y captura

de valor por medio de contratos de grupo que permiten optimizar las inversiones, así como del soporte de esta.

Cuentan con la herramienta SCADA SP7 de Siemens ya instalada en todas las subestaciones CHEC en nivel de tensión 13,2 kV y las subestaciones de la zona oriente en nivel 33 kV. que busca garantizar la operación segura y confiable, con lo cual, se da entrada a Operación.

3.2.2 EDEQ S.A. E.S.P.

- **índice de cobertura:** 1,3
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 380.860
- **Usuarios:** 192.030
- **Número de transformadores de distribución:** 8.150
- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medida son por lo general convencionales electromecánicos, unidireccionales, con lectura in situ, sin embargo, a partir del último informe de selección y conexión de equipos del sistema de medida de energía eléctrica, dentro del cual se establece que para usuarios no regulados y auto generadores se exige el uso de sistemas de medida que permitan la comunicación bidireccional y un perfil horario.
- **Composición de mercado:** El 89% de los usuarios atendidos por esta empresa hacen parte del sector residencial, mientras que el 11% hace parte del mercado no residencial y están distribuidos en el sector comercial, industrial, oficial, especial provisional, áreas comunes y alumbrado público dentro del cual se destaca el sector comercial con un 7.9%.
- **Generación de energía eléctrica:** Esta empresa ofrece principalmente los servicios de comercialización y distribución de energía entre otros, sin embargo, con respecto al servicio de generación presenta iniciativas a partir de fuentes de energía solares, en donde se cuenta con proyectos solares fotovoltaicos adaptados a la necesidad de cada empresa, los cuales pueden funcionar en paralelo con la red eléctrica. Registrando en el último año la formulación y evaluación de 5 proyectos de soluciones solares para los usuarios correspondientes a las Zonas No Interconectadas de la región.

- **Sistemas de monitoreo y control:** Dentro de esta organización se consolidaron unos centros de control, los cuales atienden el crecimiento del sistema de distribución local y mejoran el nivel de control de las subestaciones desde el Centro de Control. Estos sistemas hacen uso de la herramienta SCADA, sin embargo, se identificó la necesidad de realizar ajustes a nivel de equipos e integraciones en SCADA que optimizarán el funcionamiento del sistema y en aplicativos producto del desplazamiento realizado al cronograma.

3.2.3 EEP S.A. E.S.P.

- **índice de cobertura:** 1,2
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 360.060
- **Usuarios:** 183.000
- **Número de transformadores de distribución:** 6.241
- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medida son en su mayoría convencionales con lectura no remota, comunicación unidireccional, sin embargo, a partir de los informes registrados por esta empresa se registra que en el 2018 de los 4.257 medidores que fueron reemplazados, el 14% de estos fue sustituidos por tecnologías avanzadas, en el 2019 de los 3.771 equipos de medida a reemplazar el 7% fue por tecnologías inteligentes.
- **Composición de mercado:** Dentro del alcance de esta empresa en la zona, el porcentaje de participación más elevado corresponde a los usuarios del mercado regulado el cual representa un 81.43%, mientras que el mercado no regulado representa un 18.56% del total de usuarios. Dentro de los usuarios regulados, el sector residencial tiene un alcance mayor, con un 88,4% del total usuarios del mercado.
- **Generación de energía eléctrica:** Los sistemas de generación se componen de dos pequeñas centrales hidroeléctricas llamadas Libaré y Belmonte, haciendo uso del agua del Rio Otún, igualmente generan energía a través del Ingenio Risaralda.

Adicionalmente EEP cuenta con la presencia de 75 usuarios registrados como Auto generadores a pequeña escala, todos con instalaciones de sistemas fotovoltaicos menores a 0.1 MW.

- **Sistemas de monitoreo y control:** EEP maneja un software 10.0.9.4. Multilector PrimeStone MDC (Manager Data Collector) de control y seguimiento a las lecturas el cual ha permitido la interrogación del 100% de las fronteras representadas por la compañía y el monitoreo de los consumos de usuarios comercializados por los otros agentes dentro del operador de red. Además, con respecto a la implementación para el sistema de gestión de activos en el 2020 se cuenta con el ambiente de software IBM-MAXIMO, que representa una plataforma de gestión de activos líder del mercado totalmente integrada. Utilizando herramientas analíticas avanzadas y datos incorporando el internet de las cosas.

3.3 Principales operadores de red en la región central colombiana.

Los operadores de red con mayor presencia dentro de la región del sur de Colombia corresponden a ENEL-CODENSA S.A, EBSA S.A E.S. P (Empresa de Energía de Boyacá), EMSA S.A E.S. P (Electrificadora del Meta), ENERCA S.A E.S. P (Empresa De Energía De Casanare).

3.3.1 CODENSA S.A. E.S.P.

- **índice de cobertura:** 23,4
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 14.528.000
- **Usuarios:** 3.500.000
- **Número de transformadores de distribución:** 93.571
- **Sistemas de medida:** Esta empresa si bien comprende un significativo porcentaje de sistemas de medida de tipo convencional con comunicación unidireccional, posee un gran avance frente a la instalación de infraestructura de medida avanzada tipo AMI, pues de acuerdo al informe de gestión realizado por CODENSA del 2020, se registran 92.256 instalaciones de medidores inteligentes, de los cuales 89.747

han sido instalados en clientes y 2.509 instalados en transformadores de distribución. Estos equipos dan paso a la adquisición de datos referentes a la lectura mensual de 61.701 clientes y la reconexión remota a 8.642 usuarios.

Además, con estos sistemas de medida avanzados se da paso a que los clientes ejerzan una auto gestión de su consumo y se da paso a la implementación de programas de telemedida y tele gestión de grandes clientes, lo que permite administrar de manera eficiente los recursos, asegurar la calidad y entrega de la información capturada desde los equipos de medida punto a punto. Actualmente se cuenta con la lectura de aproximadamente 8.000 medidores, cercanos a un 66% del parque completo de medidores de grandes clientes. Se llegará a la implementación del 100%, en el primer trimestre 2021.

- **Composición de mercado:** En el 2020, la cobertura para el mercado regulado se ubicó en el 93%, dentro del cual el sector residencial participa en un 57.16%, el sector comercial en un 28.03%, el industrial con un 11.69% y el oficial con un 3.11%.
- **Generación de energía eléctrica:** En 2017, se adelantaron dos proyectos piloto (Soluciones individuales y Minigríd Paratebueno) orientados a energizar las zonas no interconectadas de Colombia. “Minigríd Off Grid”, suministra servicio a una comunidad de 20 familias ubicadas en la Vereda Buena Vista del Municipio de Paratebueno, Departamento de Cundinamarca. El sistema optimiza la utilización de energías renovables no convencionales, que garantizan la confiabilidad del servicio las 24 horas del día. Minigríd por su lado está enmarcado dentro del Proyecto Cundinamarca al 100%, cuyo objetivo primordial es lograr la cobertura de energía eléctrica de todas las familias de la región en un plazo de cuatro años. Durante el 2020 CODENSA adelantó el proceso para la conexión de 176 proyectos de autogeneración solar. De los cuales 57 proyectos finalizaron exitosamente la conexión, registrando una capacidad de generación total adicional de 1,2 MW. De los productores conectados a la red, el 91% declaró entrega de excedentes (0,32 MW) a la red de CODENSA. A cierre de 2020 la capacidad de generación embebida en el sistema de distribución de CODENSA alcanzó 620MW aportada por 120 conexiones, de las cuales el 79% son auto generadores.

- **Sistemas de monitoreo y control:** Algunas de las tecnologías empleadas en el control, monitoreo y gestión de los datos e información empleadas por CODENSA son: Chemical Fraud Lock, Security Box, Empalme Seguro y el proyecto Limicor que permitirán asegurar la correcta medición de la energía eléctrica, se adelantaron pruebas y evaluaciones a la instalación, utilización y beneficios esperados en diferentes sectores de la ciudad.

Adicionalmente se cuenta con la herramienta Operations Big Data (OBD), el proyecto OBD ofrece una herramienta de digitalización y análisis que permite vía Machine Learning, modelos estadísticos, modelos no lineales y minería de datos, obtener canales de identificación para mejora de eficiencias operativas, desviación de la calidad, aseguramiento de pedido, focos de recuperación de energía e incremento de sinergias entre áreas.

3.3.2 EBSA S.A. E.S.P.

- **índice de cobertura:** 3,3
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 1.608.000
- **Usuarios:** 480.652
- **Número de transformadores de distribución:** 17.850
- **Sistemas de medida:** El sistema de medida de EBSA se caracteriza por ser de tipo convencional, sin embargo, acorde al último informe de sostenibilidad emitido por la empresa se estipula la iniciativa en investigación en tecnologías para la implementación de infraestructura avanzada de medición AMI, de tal manera que se pueda modificar el esquema convencional de medida dando paso a la lectura remota con un incremento en la interacción con los clientes, mejorando la identificación de fallas que se puedan presentar en el servicio eléctrico.
- **Composición de mercado:** Dentro de la cobertura de EBSA S.A. E.S.P el sector residencial participa en un 90.89%, seguido del sector comercial con un 7.51%, el industrial con un 0.58%, el oficial con un 0.82% y el mercado no regulado y alumbrado público con un 0.031%.
- **Generación de energía eléctrica:** EBSA ha optado por apostar por las energías renovables, fomentando la generación distribuida y la autogeneración a pequeña

escala, frente a esto en el 2020 se estructuró y se viabilizó un proyecto de generación solar de 16 MW. El objetivo para 2021 y 2022 es estructurar proyectos de una capacidad de 40 MW para cada uno de los años. Además, se compró el proyecto Helios, el cual se incorporará al Sistema Interconectado Nacional y generará 16 MW a partir de energía solar fotovoltaica en el departamento del Meta.

- **Sistemas de monitoreo y control:** Frente a la instalación de operación remota desde los centros de control ubicados en Sogamoso y Tunja, con óptimos resultados en la gestión de eventos del Sistema de Distribución se emplea una plataforma tecnológica ADMS de Survalent. Esta consiste en un software que permite la mejora en el sistema eléctrico de EBSA, integrando en una sola plataforma el monitoreo, análisis, operación, optimización, planeamiento y entrenamiento.

Adicionalmente se amplió la cobertura de comunicaciones por fibra óptica en 56,8 kilómetros para conectar las subestaciones Muiscas, Cómbita, Río de Piedras y El Muelle, Sutamarchán y la sede de Chiquinquirá, y modernizamos la red de microondas, incluyendo la actualización tecnológica de switches en nodos de comunicación, subestaciones y centros de control, lo que nos permitió garantizar la operación remota y la integración de nuevas subestaciones automatizadas tales como Aposentos (1.6 MVA), Piedra Gorda (2.5 MVA), San Martín (1.0 MVA), Santa Bárbara (1.6 MVA), Santa Sofía (1.5 MVA), y Puente Siza (0.6 MVA), a las que están conectados 8.243 clientes.

3.3.3 EMSA S.A. E.S.P.

- **Índice de cobertura:** 2,3
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 1.829.000
- **Usuarios:** 345.440
- **Número de transformadores de distribución:** 14.584
- **Sistemas de medida:** Acorde al informe de la superintendencia de servicios públicos del año 2019 se cuenta con que en esta zona del país los sistemas de medida son en su mayoría convencionales descentralizados, con presencia de

sistemas de medida centralizados los cuales abarcan el 12% de los usuarios no residenciales, además se cuenta con medida por multiusuario la cual se centra en el estrato 1 con 100%.

Dentro de los usuarios que cuentan con medida inteligente, 503 clientes cuentan con el servicio de medición prepago ofrecido por esta empresa, en donde el rango de precios del consumo de energía se maneja regulatoriamente con una estructura tarifaria que se publica en un diario de amplia circulación mensualmente, al consumo de energía para los clientes con medición prepago se aplica la misma tarifa regulada y publicada por la Electrificadora según la clase de servicio y estrato en que se encuentre el cliente con este tipo de medición. Dentro de este sistema se cuenta con un software EPS30Ora y con equipos de medida de tipo bi-cuerpo CASHPOWER Landis+Gyr.

- **Composición de mercado:** Dentro de la cobertura de EMSA el sector residencial participa en un 87%, seguido del sector comercial con un 12% y otros con un 1% de participación.
- **Generación de energía eléctrica:** Su capacidad de generación se basa en fuentes de generación distribuida y auto generadores a pequeña escala, por ejemplo, en el año 2020 se suscribieron cinco contratos de conexión asociados a proyectos de Generación y Autogeneración que se conectarán al Sistema Eléctrico de EMSA, los cuales permitirán disponer de energía eléctrica con fuentes de generación renovables más amigables con el medio ambiente.
Además, se cuenta con el proyecto a cargo del consorcio HG - LG Mapiripán para suministrar y construir sistemas de generación fotovoltaica para viviendas rurales en el municipio de Mapiripán (Meta). Por otro lado, se cuenta con el proyecto a partir de la unión temporal ZNI Puerto Gaitán, cuyo objeto es el suministro y construcción de sistemas de generación fotovoltaica para resguardos indígenas en el municipio de Puerto Gaitán.
- **Sistemas de monitoreo y control:** Se cuenta con una plataforma tecnológica y de comunicaciones que soporta un sistema de gestión de información integral, oportuna y confiable para la toma de decisiones.

3.3.4 ENERCA S.A. E.S.P.

- **índice de cobertura:** 0,9
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 1.153
- **Usuarios:** 146.104
- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medición en esta zonas del país son en su mayoría de tipo convencionales con medidores electromecánicos especialmente dentro del sector residencial, pues como se evidencia en el último informe realizado por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios correspondiente al año 2020 la empresa reporta haber instalado más de 10.000 equipos de medida (electromecánicos y electrónicos) durante el año 2017, para el año 2018 este número disminuye en un 51%, y para el año 2019 continúa disminuyendo el número de medidores respecto al año anterior en un 23%. De estos medidores instalados durante el 2019 ninguno fue instalado bajo tecnologías AMI y de los 3.886 medidores el 65% corresponden a medidores electromecánicos.
- **Composición de mercado:** Durante el año 2020 el 89.5% de los usuarios atendidos corresponde al sector residencial, seguido del comercial y oficial con el 8.1% y 1.1% respectivamente; el 0.2% del sector Industrial y el 1.1% restante compuesto por otras clases.
- **Generación de energía eléctrica:** La capacidad de generación en ENERCA se basa en la generación a partir de dos termoeléctricas las cuales inyectan energía al Sistema de Transmisión Regional (STR) llamadas Termechero y Termoyopal.
- **Sistemas de monitoreo y control:** Con respecto a los sistemas de control, gestión, registro de información y datos se cuenta con la entrada en operación de el “Contact Center” y OMS en la ciudad de Yopal, mejorando de esta manera la atención de eventos reportados y la comunicación Usuario-empresa de una manera más eficiente, reduciendo los tiempos de respuesta y poniendo al alcance de todos los suscriptores mecanismos eficientes para interponer cualquier petición, queja o reclamo.

Adicionalmente se cuenta con el proyecto de construcción e implementación de equipos y software para la puesta en servicio del sistema de gestión de distribución

y obras complementarias para la automatización e integración al centro de control de seis subestaciones operadas por ENERCA S.A. E.S.P. en el departamento de Casanare.

3.4 Principales operadores de red en la costa pacífica colombiana.

El operador de red con mayor presencia en esta zona del país corresponde a DISPAC S.A. E.S.P (Empresa Distribuidora del Pacífico), CEDENAR S.A E.S. P

3.4.1 DISPAC S.A. E.S.P.

- **Índice de cobertura:** 0,6
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 229.774
- **Usuarios:** 100.038
- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medición en estas zonas del país son en su mayoría de tipo convencionales con medidores electromecánicos, aunque a partir del informe de gestión del 2020 realizado por la empresa se registró durante este año 1630 nuevos medidores instalados bajo la tecnología AMI logrando el 65,2% de la meta establecida por DISPAC frente a la modernización de los sistemas de media.

Adicionalmente DISPAC realizó la adquisición e instalación del sistema Smarti, plataforma que realizará la gestión de la telemida para la lectura, corte y reconexión, en la que actualmente se están integrando más de 4.700 usuarios.

- **Composición de mercado:** Para el año 2020, los usuarios atendidos por DISPAC se concentraron en el sector residencial con un 94%, seguido del sector comercial con un 4,7%, el oficial con 0.89%, el provisional con un 0.215%, el industrial con 0.11% y el alumbrado público con 0.016%.
- **Generación de energía eléctrica:** Adicionalmente, por la excelente gestión de la Gerencia General, para finales del año 2020 se logró la asignación para DISPAC de cinco proyectos de soluciones solares fotovoltaicas con recursos FAZNI y dos proyectos con recursos del IPSE.

- **Sistemas de monitoreo y control:** El Centro de Supervisión y Maniobras, CSM se encarga de centralizar la operación del sistema eléctrico de DISPAC las 24 horas del día durante todo el año, en tiempo real, comunicando las subestaciones de Huapango, Cértégui, Istmina y el Siete enlazadas por un canal de fibra óptica contratado con la empresa Azteca Telecomunicaciones.

Adicionalmente cuenta con dos servidores de SCADA, principal y respaldo integrado con el Centro Nacional de Despacho, CND, un servidor web, un servidor de históricos, dos estaciones de operación y tres puestos de trabajo cada uno con su monitor.

El Centro de Gestión de Incidencias, CGI que se encuentra en operación desde el mes de agosto de 2017, se encarga de recibir las incidencias y disponer de las acciones necesarias para brindar soluciones oportunas en terreno, se basa en las medidas reales del SCADA, la comunicación con el Sistema de Información Comercial SIEC y la topología al detalle de media y baja tensión. Gracias a la aplicación SPARD – OMS, se obtiene en primera línea el lugar de la vivienda del usuario que reporta algún daño.

3.5 Principales operadores de red en el norte de Colombia.

Los operadores de red con mayor presencia dentro de la región del sur de Colombia corresponden a EPM E.S.P (Empresas Públicas de Medellín), ENELAR E.S.P (Empresa de Energía Eléctrica de Arauca).

3.5.1 EPM S.A E.S.P.

- **índice de cobertura:** 14,7
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 9.842.000
- **Usuarios:** 6.663.881
- **Número de transformadores de distribución:** 120.694

- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medición en estas zonas del país son en su mayoría de tipo convencionales con medidores electromecánicos, sin embargo, acorde a la superintendencia de servicios públicos para el 2019 se estima que EPM implementará 232.000 sistemas tipo AMI de los 2,508,552, lo cual implica que los sistemas de medida de tipo inteligente corresponden a aproximadamente el 1%.
- **Composición de mercado:** EPM tiene una participación del 21.11% de la demanda atendida en el país. Con una cobertura a nivel urbano del 98,54% y rural del 84,90%. En cuanto a la composición del mercado, el 98% de los clientes está conformado por el sector residencial. La mayor participación de los consumos también se encuentra en el mismo segmento, con el 34%.
- **Generación de energía eléctrica:** El servicio de generación prestado por EPM consta con una capacidad neta de 3,257.61 MW, los cuales se producen a partir de 25 centrales hidroeléctricas, siendo Porce III la más reciente central hidroeléctrica construida por la empresa y la primera unidad, con capacidad de 660 megavatios. Además, se cuenta con una central térmica llamada La Sierra, en el municipio de Puerto Nare, Antioquia y los parques eólicos Jepírachi, en la Alta Guajira colombiana.

Por otro lado, se tiene con una generación a partir de energía solar de 750MWh.

- **Sistemas de monitoreo y control:** Los sistemas de monitoreo y control en EPM han avanzado. En este sentido, el Grupo EPM tiene proyectos para mejorar la inteligencia de los servicios que presta, en redes eléctricas inteligentes, en analítica para detección de pérdidas y de fraude en energía, gas y agua, así como en automatización y telegestión del alumbrado público.

Tanto EPM como las filiales CHEC, CENS, Delsur y Eegsa tuvieron avances significativos al implementar aplicaciones basadas en tecnologías como IoT, Inteligencia Artificial, Blockchain y Nube y la habilitación de nuevos asistentes digitales que brindan acceso remoto a los clientes, garantizando seguridad, agilidad y mejoramiento en la atención.

Paralelamente avanzó en la plataforma Prosumidores, en desarrollo de aplicaciones web que permitan unificar la experiencia del cliente, en la plataforma para robotización de tareas manuales de los procesos actuales, puso en operación la primera solución IPA (Robotic Process Automation + Inteligencia Artificial) con el

proceso calidad de la factura – histogramas, se habilitaron la plataforma y herramientas de calidad de datos para el monitoreo, para el monitoreo de aplicaciones y componentes de TI (tecnologías de información) y establecimiento de Comunidad de Ciencia de Datos.

3.5.2 ENELAR S.A. E.S.P.

- **índice de cobertura:** 0.5
- **Demanda de energía acumulada (MWh):** 180.632
- **Usuarios:** 82.793
- **Sistemas de medida:** Los sistemas de medición en estas zonas del país son en su mayoría de tipo convencionales con medidores electromecánicos, en donde no se cuenta con comunicación bidireccional, ni la posibilidad de realizar lecturas o monitoreo remoto.

Sin embargo, empiezan a plantearse iniciativas en búsqueda de la implementación de medida inteligente así como afirma el gerente de la empresa que informa que actualmente se han adelantado pruebas piloto con la instalación de medidores inteligentes gratis que son necesarios para proyectar la implementación de la Infraestructura de Medición Inteligente AMI, frente a lo cual se encuentran aprobados 5 proyectos de electrificación para los municipios de Saravena, Tame, Cravo Norte y Fortul que incluye la instalación de equipos de medida inteligente para 4.396 usuarios.

- **Composición de mercado:** Del total de usuarios a los cuales ENELAR les brinda sus servicios, un 91.944% corresponde al sector residencial y un 8.06% corresponde a usuarios no residenciales.
- **Generación de energía eléctrica:** Los servicios que ofrece esta organización se centran en la comercialización y distribución de energía eléctrica.
- **Sistemas de monitoreo y control:** Los sistemas de monitoreo y de control no han tenido un gran avance con respecto a tecnologías de punta, pues, por ejemplo, frente a los niveles elevados de pérdidas registrados últimamente, las medidas a tomar se centraron en capacitar al personal en teoría y práctica en medidas

eléctricas que están orientadas al funcionamiento de las subestaciones, la medición de circuitos, la medición de transformadores de distribución y de macro medidores.

3.6 Estado actual de las redes de distribución en un contexto de Smart Grids

Una vez analizadas las principales características de los sistemas de distribución de algunos de los operadores de red de la nación, se puede evaluar el estado actual de las redes eléctricas colombianas dentro de un contexto evolutivo hacia las redes inteligentes o Smart Grids, para ello se establecen ciertos parámetros que permiten clasificar dentro de cuatro fases a cada empresa analizada que reflejan en que parte del proceso de transición hacia una red inteligente se encuentra cada una y de esta manera determinar posteriormente como influye esta clasificación en el proceso de inserción de los agentes GIDI dentro del mercado de energía eléctrica en Colombia. Estas cuatro fases se describen en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Fases de clasificación en el proceso de transición desde una red tradicional hacia una red inteligente.

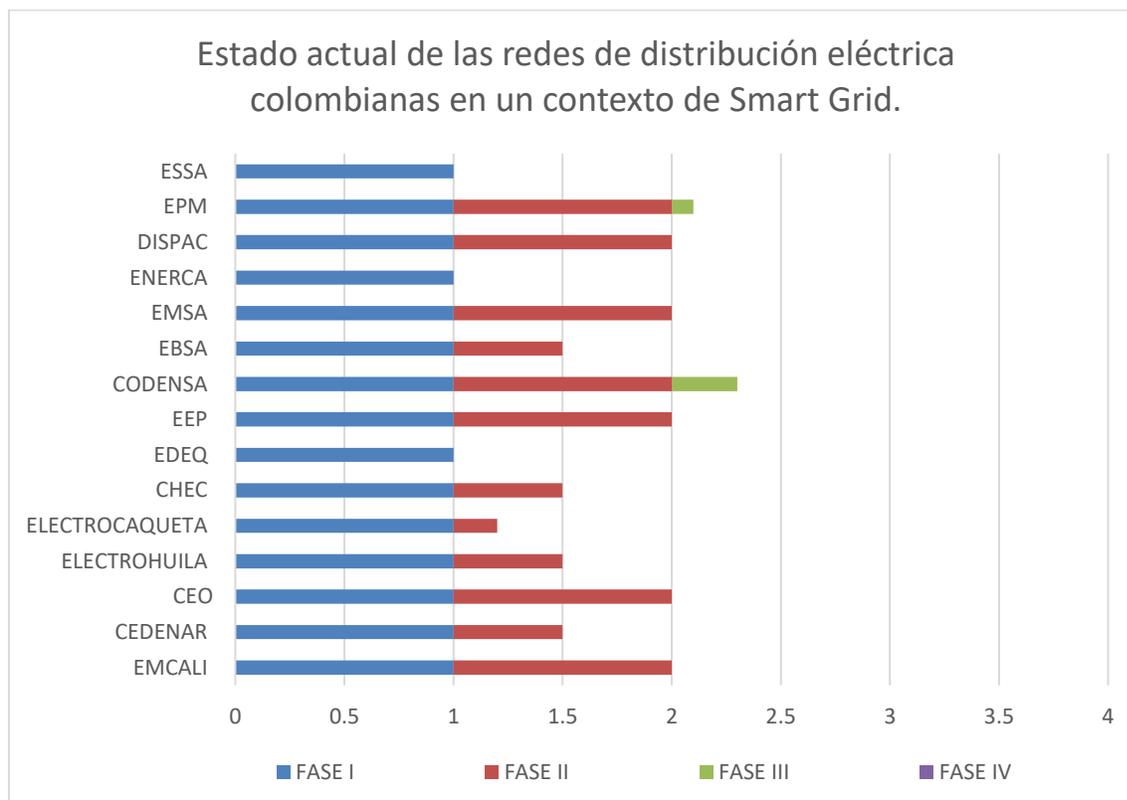
criterio de evaluación	FASE I	FASE II	FASE III	FASE IV
Sistemas de medida	Medida convencional: <ul style="list-style-type: none"> • Lectura y vigilancia de medidores manual. • Medidores electromecánicos, análogos. • Comunicación unidireccional. • Datos e información genéricas, no tan precisas y no en tiempo real. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo de infraestructura medidores convencionales por medidores inteligentes en una parte de los usuarios, por lo general inicia implementándose en usuarios no regulados. • Menos del 50% de los usuarios cuentan con medidores inteligentes. • Lectura remota en los medidores ya reemplazados. Es decir, en menos del 50 % de los usuarios que cuentan con medidores inteligentes. • No cuenta con comunicación bidireccional. • Se empieza a estructurar la idea de programas de respuesta a la demanda. • Monitoreo en tiempo real únicamente en los medidores inteligentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Entre el 50% y 75% de los usuarios cuenta con medidores inteligentes. • Lectura y vigilancia remota únicamente en los usuarios con infraestructura de tipo inteligente. • Monitoreo en tiempo real remota únicamente en los usuarios con infraestructura de tipo inteligente. • Comunicación bidireccional en cierto porcentaje de los usuarios que cuentan con medidores inteligentes. • Estructuración y presencia de programas de respuesta a la demanda en ciertos sectores principalmente dentro de los usuarios no regulados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Medidores inteligentes, digitales en el 100% de los usuarios. • Lectura y vigilancia remota. • Comunicación bidireccional. • Monitoreo en tiempo real, con medidas cada 5, 10 o 15 minutos generalmente. • Permite la implementación de programas de respuesta a la demanda.
Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Generación centralizada • Flujo de energía unidireccional. • Consumidores 	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de tipo centralizada. Se empiezan a estructurar proyectos de generación distribuida. Menos del 15% de los usuarios hacen 	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de proyectos de generación distribuida que abarque entre un 15% y un 50% de la capacidad del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generación descentralizada, estructura distribuida y dinámica con varios puntos de generación que dan paso a la formación

	<p>pasivos, no participan dentro de la prestación del servicio de energía eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Red tipo radial. • Fuentes de energía convencionales con presencia de energías renovables menor al 5%. 	<p>parte de proyectos de generación distribuida.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flujo de energía bidireccional en menos del 15% de la capacidad total del sistema. • Empiezan a aparecer prosumidores, los cuales representan menos del 10% del alcance total del sistema. • Red de tipo radial. • Presencia de fuentes de energía renovables no convencionales menor al 10%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Flujo de energía bidireccional dentro de los sistemas de generación distribuida • Mayor presencia de consumidores activos o prosumidores. • Transición entre red radial y reticular • Mayor presencia de fuentes de energía renovables no convencionales. 	<p>de microrredes.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flujo de energía bidireccional. • Consumidores activos, toman el nombre de prosumidores y hacen parte del sistema de prestación de servicio de electricidad. • Red tipo reticular. • Alta presencia de fuentes de energía renovables no convencionales.
<p>Sistemas de control y protección</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pocos sensores. • Mayor dificultad de ubicar una falla. • Control manual • Reparaciones de fallas manuales. • Poca presencia de tecnologías de vanguardia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se empiezan a instalar más sensores, principalmente en subestaciones y para usuarios no regulados. • Dificultades para identificar fallas en la mayoría del sistema • Control remoto únicamente en donde se cuenta con sensores y la tecnología adecuada. • Reparación de fallas manuales, en donde se encuentran sensores es más fácil para el personal identificar la falla. • Empiezan a presentar proyectos con tecnologías modernas y manejo de softwares principalmente para usuarios no regulados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor presencia de sensores tanto para usuarios no regulados como regulados. • La presencia de sensores hace más fácil detectar fallas únicamente en donde se cuenta con la infraestructura adecuada. • Control remoto en un mayor número de usuarios tanto regulados como no regulados • Los sensores pueden identificar fallas para facilitar al personal determinar la ubicación y tipo de falla. • Manejo de softwares, tecnologías modernas, plataformas digitales únicamente en los sistemas que cuentan con sensores y la infraestructura adecuada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta presencia de sensores y equipos de monitoreo. • Se detectan con facilidad las fallas dentro del sistema. • Control, vigilancia y monitoreo remoto. • Los sensores pueden detectar problemas en la línea y trabajar para solucionar problemas y reparaciones simples sin intervención. Y en caso de fallas a infraestructura es más fácil para el personal determinar la ubicación y tipo de falla. • Alta presencia de tecnologías modernas, uso de softwares, redes de comunicación y plataformas digitales que permiten realizar una gestión de control eficiente del sistema.
<p>Sistemas de gestión y manejo de información</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de información unidireccionales • Participación pasiva de los usuarios dentro del mercado energético 	<ul style="list-style-type: none"> • Pocos usuarios presentan sistemas de comunicación e información bidireccionales (únicamente los que cuenten con los equipos de medida, sensores y demás infraestructura de vanguardia) • Presencia de algunos sistemas con uso de tecnologías y softwares de comunicación entre equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor número de usuarios presentan sistemas de comunicación e información bidireccionales. • Establecen centros y agentes que se encarguen de monitorear y gestionar la información. • Mayor presencia de tecnologías y softwares de comunicación entre equipos. • Pocos prosumidores establecen un papel activo dentro del mercado energético, mediante programas de respuesta a la demanda. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de comunicación e información bidireccionales • Centros y agentes especializados en manejo y gestión de la información. • Presencia de programas de respuesta a la demanda que permiten la participación de los usuarios dentro del mercado energético. • Uso de tecnologías para interconectar los diferentes equipos y dispositivos dentro de la red como ZigBee, PLC (Power Line Communications), WiFi, etc.

Fuente: Elaboración propia.

Estos parámetros de clasificación permiten posicionar cada empresa operadora de red evaluada dentro de cada una de estas cuatro fases acorde a sus características internas, de tal manera que se puede identificar el estado de avance de cada empresa hacia las Smart grid, obteniendo los datos representados en la Figura 3-1 y la tabla 3-2.

Figura 3-1: Estado actual de las redes de distribución eléctrica en un contexto de Smart Grid.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3-2: Clasificación de las empresas energéticas, dentro del proceso de transición desde una red tradicional hacia una red inteligente.

FASE I	FASE II	FASE III	FASE IV
EDEQ	EMCALI	CODENSA	
ENERCA	CEDENAR	EPM	
ESSA	CEO		
	ELECTROHUILA		

FASE I	FASE II	FASE III	FASE IV
	ELECTROCAQUETA		
	CHEC		
	EEP		
	EBSA		
	EMSA		
	DISPAC		

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera se puede determinar que 20% de las empresas hacen parte de la Fase I; es decir, no cuentan con sistemas de medida inteligentes, con generación centralizada, el flujo de energía y de información es unidireccional lo que dificulta la inserción de los nuevos agentes GIDI dentro del sistema eléctrico en estas zonas. El 67% de los operadores de red se encuentran en una fase II en donde si bien ya se empieza a instalar equipos de medida inteligente su alcance no supera 50% de los usuarios y se encuentran en procesos piloto de sistemas de información bidireccional haciendo que se facilite un poco la llegada de estos nuevos agentes, Sin embargo, el 20% correspondiente a la Fase III ya cuenta con un alcance entre 50% y 75% de los usuarios con medidores inteligentes de los cuales ya cierta cantidad de los mismos se encuentra implementando sistemas de información bidireccionales; es decir, tiene una necesidad de la implementación de agentes encargados de los datos e información, aumentando la aceptación de los GIDI. Finalmente se observa que ninguna de las empresas hace parte de la Fase IV, dentro de la cual se cuenta con una infraestructura de medida avanzada implementada en su totalidad; es decir, los agentes encargados de datos en información ya se encuentran integrados dentro del sector energético.

De esta forma, de acuerdo a cada etapa dentro del proceso de modernización de las redes eléctricas se puede observar que los agentes GIDI puede presentar ciertas ventajas o desventajas al insertarse en el mercado energético, para lo cual con ayuda de dinámica de sistemas se podrá evaluar esta aceptación dependiendo de cada contexto en el que se aplique.

4. Modelos de negocio

Una vez analizado el contexto nacional tanto de las redes de distribución eléctricas colombianas, como de la regulación que influye en la inserción de los GIDI y el contexto internacional de los modelos de negocio ofrecidos por los agregadores se plantean los escenarios bajo los cuales se evaluara el modelo propuesto mediante dinámica de sistemas de tal forma que se identifique los parámetros, factores y demás características que permitan masificar la introducción de los agentes gestores de la información y datos al sistema eléctrico Colombiano.

Para ello se debe determinar el tipo de mercado al cual se dirige el programa, los modelos de negocio a implantar y el nivel de avance tecnológico de la red eléctrica acorde a lo establecido en el anterior capítulo y resumido en la tabla 3-1.

4.1 Tipo de modelo de negocio

Las alternativas de modelo de negocio que puede ofrecer el agente GIDI enfocado hacia un papel similar al de los agregadores en el mundo se centran principalmente en la implementación de programas de respuesta a la demanda, RD, estos programas consisten principalmente en la modificación o el cambio intencional de los patrones de consumo regulares de los usuarios a causa de los cambios en las tarifas implementadas como estrategias por parte de las empresas de energía eléctrica, es decir, es la respuesta gracias a la reducción del precio de la electricidad reflejada en la modificación de los patrones de carga de los usuarios finales [48]–[50]. Los RD se clasifican por lo general en Programas Basados en Incentivos (PBI) y en Programas Basados en Precios (PBP).

4.1.1 Programas Basados en Precios (PBP)

Los programas de respuesta a la demanda basados en precios buscan principalmente aplanar la curva de la demanda para la cual varían los precios de las tarifas de electricidad en diferentes periodos de tiempo estableciendo unos precios altos en los periodos de demanda pico y unos precios bajos durante los valles. De esta forma se modifica el patrón

de carga de los usuarios indirectamente. Los PBP se clasifican en los siguientes grupos [47].

- Precios según el tiempo de uso (TOU)
Las tarifas de electricidad varían de acuerdo al periodo de tiempo en un día y por estación del año, por lo general estos intervalos corresponden a las horas pico, las horas pico media y fuera de las horas pico, de tal forma que durante las horas pico se presentan los precios más elevados en las tarifas promoviendo en los usuarios un mayor consumo fuera de las horas pico generalmente se definen para un día de 24 horas [47].
- Precio pico crítico (CPP)
Este tipo de programas parte de la estructura básica de los TOU, a diferencia de que cuando la red se ve comprometida, se enfrenta una contingencia o hay precios mayoristas elevados los precios de las horas pico previamente establecidos son remplazados por unas tarifas más altas con el fin de disminuir el consumo por parte de los usuarios. Este tipo de programa por lo general se usa por pocas horas o días en el año [47].
- Precios en tiempo real (RTP)
Las tarifas de electricidad son dinámicas, es decir, varían a lo largo del día, pues se suelen modificar acorde a al precio real en el mercado mayorista. La variación de precios puede ser cada 15 minutos o cada hora y por lo general se notifica el precio a los clientes con un día o una hora de antelación [48].
- Tasa de bloque inclinable (IBR)
Dentro de este programa se contempla dos partes, por un lado se establece una barrera un punto crítico de carga a partir del cual una vez el usuario la sobrepase deberá pagar una tarifa más elevada, mientras que al mantener su consumo normal el cliente pagara una tarifa plana [47].

4.1.2 Programas Basados en Incentivos (PBI)

Los programas basados en incentivos se caracterizan por pagar a los usuarios por la reducción de la demanda en periodos de estrés del sistema, cuando entre en contingencia

o se presente picos de carga. Estos incentivos son diferentes a las tarifas de electricidad y se dividen en dos grupos el primero corresponde a los programas clásicos y los programas basados en el mercado [48].

▪ **4.2.2.1 Programas clásicos**

- **Control de Carga Directa (DLC)**

Dentro de estos programas los agregadores tienen acceso remoto a la carga de los usuarios; es decir, tiene la capacidad de apagar o generar procesos cíclicos en las cargas, a cambio de que los usuarios reciban incentivos por este control de carga. Este proceso suele ser de bastante interés por parte de los usuarios residenciales y pequeños comercios [48].

- **Carga interrumpible/reducible (CI)**

Los programas de respuesta a la demanda mediante carga interrumpible consisten en que los usuarios acuerdan reducir la carga a valores predefinidos cuando el sistema enfrenta una contingencia y a cambio reciben un incentivo o un descuentos en su factura de electricidad, teniendo en cuenta que quienes lo incumplan pueden enfrentar sanciones acorde a lo especificado dentro de cada acuerdo [49].

▪ **4.2.2.2 Programas basados en el mercado**

- **Demand Bidding /Buyback (DB)**

Dentro de estos programas los usuarios realizan una oferta de reducción de carga dentro del mercado mayorista. Si la oferta es competitiva con los precios de producción; es decir, es inferior al precio del mercado se acepta la oferta y el usuario debe disminuir su carga o desconectarse, acorde a lo acordado y obtiene una remuneración dependiendo del precio ofertado o precio de bolsa [50].

- **Respuesta de la Demanda por Emergencia (RDE)**

Dentro de este tipo de programa los usuarios obtienen un incentivo gracias a la desconexión de su carga cuando el sistema de potencia atraviesa una emergencia o cuando las reservas de potencia sean escasas.

- **Mercado de Capacidad (MC)**

En los mercados de capacidad los usuarios ofrecen reducciones de carga como capacidad del sistema con el fin de reemplazar la generación de fuentes convencionales en momentos en donde se presente contingencias en el sistema, dentro de estos programas los incentivos que reciben los clientes generalmente corresponden a pagos de reserva por adelantado y se enfrentan sanciones por no reducir cuando se les pide que lo hagan [50].

- Mercado de Servicios Auxiliares o complementarios (SAUX)
Dentro de estos programas los usuarios ofertan desconexiones de carga ante el mercado de energía mayorista como reservas operativas. Si se aceptan sus ofertas obtienen el precio de mercado por comprometerse a estar en espera. Si se necesitan sus reducciones de carga, el operador del mercado les notifica, y se les puede pagar por la desconexión al precio de la energía en el mercado mayorista.

4.1.3 Plantas de Energía Virtuales / Virtual Power Plant (VPP)

Los agentes agregadores pueden prestar el servicio de operar una Planta de energía virtual o VPP la cual consiste principalmente en la agrupación de diferentes Recursos Energéticos Distribuidos, DERs, con el fin de que la unión de pequeñas fuentes de energía puede brindar servicios a la red; es decir, quienes operan una VPP están agregando DERs de tal forma que puedan comportarse como unas plantas de energía tradicional y de esta forma participar en los mercados para vender electricidad o servicios auxiliares [35].

Los modelos de negocio que puede ofrecer los agregadores mediante las VPP van desde garantizar la seguridad energética, mejorar la estabilidad y confiabilidad de la red, optimizar el uso de los recursos energéticos y reducir la carga. Al interactuar como un agente generador, puede participar en los diferentes mecanismos de mercado, entre otros, congestión de red, regulación de frecuencia y voltaje, uso de reservas operativas y gestión de la demanda máxima[51].

4.2 Tipo de mercado

Los programas de respuesta a la demanda pueden entrar a negociar ya sea dentro del mercado mayorista o del minorista.

4.2.1 Mercado mayorista

Dentro del mercado mayorista los agentes agregadores de demanda entran a comercializar con programas de respuesta a la demanda, reducción de carga o demás servicios dentro del mercado mayorista directamente, en representación de sus clientes, su participación puede ser dentro del mercado de despacho, de capacidad o de servicios auxiliares.

Dentro del mercado de despacho los agregadores de demanda pueden entrar a negociar en los mercados diarios (participando de las transacciones de compra y venta de energía correspondientes al suministro eléctrico del día siguiente) o intradiarios (se liquida cada hora y da paso a que los agentes puedan ajustar su posición de salida del mercado diario antes del tiempo real, según la información que puedan ir actualizando), como es el caso de Nueva Inglaterra, Estados Unidos [52], Alemania y demás países Europeos [53].

Los programas de respuesta a la demanda también pueden entrar a participar dentro del mercado de servicios auxiliares, en donde a partir del control de carga ofrecen servicios de control de frecuencia o de tensión en casos de contingencia, tal es el caso de Estados Unidos, Singapur, Nueva Zelanda, Reino Unido, Australia, Alemania [53], [54].

En el mercado de capacidad los recursos obtenidos a partir de la implementación de programas de respuesta a la demanda se deben a la disponibilidad de reducción de carga en casos de contingencia del sistema bajo previa solicitud, la participación de los agregadores de demanda dentro de este tipo de mercado ha sido empleado en diferentes países, tal es el caso de Estados Unidos, Alemania, Reino Unido, Australia, Francia, Irlanda, Irlanda del Norte, Italia, España, Grecia, Corea del Sur, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega [52], [53].

4.2.2 Mercado minorista

El mercado minorista negocia con pequeñas cantidades de energía que son destinadas para los consumidores finales y por lo general se efectúa entre los comercializadores y los pequeños o medianos consumidores. Dentro de este contexto los programas que más se han implementado corresponden a las tarifas por tiempo de uso, precios en tiempo real, precio pico crítico, precio en tiempo real y han sido empleados en países como Italia, Estados Unidos, Finlandia, Australia [52], [53], [55].

4.3 Características del modelo RD aplicable a los GIDI

Las características y los criterios del modelo a evaluar a lo largo del capítulo 5 corresponde a las mencionados a continuación:

- **Tipo de Usuarios:**

El mercado energético colombiano se compone de usuarios regulados, no regulados y los agentes. Los agentes hacen referencia a los generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores; los usuarios no regulados corresponden a aquellos cuya demanda de energía es superior a 2MW, se caracterizan por tener la libertad de negociar los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía, y se componen por el sector industrial y comercial de alto consumo; las compras de electricidad de los usuarios regulados por otra parte están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG y se componen por la mayoría de los usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores [56].

Acorde con el reporte efectuado por XM el 24 de mayo del 2023 el consumo de energía eléctrica de los usuarios regulados en el mes de abril del 2023 corresponde al 67.81% del total del consumo del país, mientras que el mercado no regulado cuenta con un consumo del 32.19% [57]; es decir, son los usuarios residenciales y

los pequeños comercios quienes reflejan un mayor consumo de energía eléctrica dentro del sector energético.

Actualmente la regulación colombiana ha definido tres modelos de programas de respuesta a la demanda, la Demanda desconectable voluntaria – DDV (mediante la CREG 071 de 2006, 063 de 2010, 098 de 2018 y sus modificaciones), Respuesta a la Demanda RD para el mercado en condición crítica (mediante la CREG 011 del 2015) y el programa Apagar paga definido mediante la CREG 029 de 2016. De estos programas los dos primeros se aplican a los usuarios del mercado no regulado y el último se centra en los usuarios regulados, sin embargo, este fue culminado mediante la resolución CREG 051 de 2016 [58], así pues, actualmente este tipo de modelos de negocio únicamente se aplican a los usuarios correspondientes al mercado no regulado a pesar de que el consumo se centra principalmente en el mercado regulado. Motivo por el cual dentro del alcance de este proyecto se propone ampliar la aplicación de estos programas de respuesta a la demanda a los usuarios residenciales con el fin de masificar la inserción de los GIDI al entrar a negociar dentro de este sector que refleja la mayor parte del consumo energético.

- **Tipo de programa de respuesta a la demanda:**

Con el fin de evaluar la inserción de los agentes GIDI dentro del mercado energético colombiano se busca implementar programas de respuesta a la demanda al sector residencial de tal forma que se pueda analizar la masificación de los agentes a medida el programa de respuesta a la demanda es más elaborado.

En este sentido se busca identificar tres programas que permitan posicionar a los agentes GIDI en un escenario de baja, media y alta complejidad y que permita implementar los dos tipos de programas de respuesta a la demanda basados en incentivos y precios.

En primer lugar, dentro de los programas basados en precios se opta por evaluar la implementación de las tarifas por tiempo de uso, TOU, esto debido a su aplicabilidad en los usuarios residenciales, y de acuerdo a lo evaluado en [59] la implementación de este tipo de programas no requiere de sistemas de automatización avanzados. Posteriormente se busca un nivel de complejidad media en donde los sistemas de control y automatización presenten un nivel de

complejidad mayor a los TOU, para lo cual se opta por los programas de control directo de carga, DLC los cuales han sido implementados en usuarios residenciales y requieren de un avance tecnológico con respecto a los sistemas e infraestructura necesaria para efectuar un control de carga de los consumidores a distancia.

Adicionalmente los programas TOU y DLC han sido ampliamente usados en el sector residencial dentro de un contexto internacional. Los programas de precios según el tiempo de uso han sido estudiados desde la década de los noventa dentro de un ámbito residencial, tal es el caso del experimento controlado Pacific Gas and Electric y el experimento efectuado para Midwest Power Systems de Iowa observando que los hogares alteraban significativamente sus patrones de uso una vez que estaban en la tarifa TOU [60]. En [61] se determina que los usuarios residenciales responden a los programas de respuesta a la demanda basada en precio TOU de tal forma que se reduce la demanda pico y cambia el uso de electricidad de las horas pico a las horas valle. Por otro lado en [62] se efectuó una investigación de un modelo exponencial para el programa DLC para describir la respuesta del cliente a diferentes ofertas de incentivos. Propusieron seis escenarios para aumentar el incentivo en los períodos pico y el potencial de DR para tarifas planas de DLC para probar el método propuesto. El resultado mostró que, al aumentar la tasa de incentivos para escenarios dados, aumentaron los porcentajes de reducción de picos y mejora de la carga. En [63] se examina las ofertas de tarifas TOU en América del Norte y en el extranjero y se observa como en Estados Unidos 2.2 millones de usuarios residenciales están inscritos en tarifas TOU, siendo El Servicio Público de Arizona el que cuenta con una mayor participación de usuarios residenciales, pues el 51% de sus clientes residenciales están inscritos en tarifas TOU, adicionalmente, se encuentra presente en usuarios residenciales del estado de Maryland, Nueva Jersey, Massachusetts, Connecticut, California, Ohio, Michigan and Virginia.

Finalmente, se cuenta con un modelo que refleje un nivel de dificultad más elevado el cual en este caso corresponde a las plantas de energía virtual, VPP esto debido a que las VPP agregan DERs para comportarse como una planta de energía tradicional con atributos estándar como capacidad mínima/máxima, aumento,

disminución, etc. y de esta forma tener la capacidad de participar en el mercado energético, para lo cual se requiere de un sistema central de tecnología de la información (TI) que permita el control de la misma, se procesen los datos que influyen en la óptima administración de sus recursos (relacionados con los pronósticos meteorológicos, los precios de la electricidad en los mercados mayoristas y las tendencias generales de suministro y consumo de energía) [53].

- **Tipo de mercado:**

Finalmente, se determina el tipo de mercado dentro del cual entrara a negociar los agentes GIDI mediante los programas de respuesta a la demanda, para motivos de este estudio y teniendo en cuenta que el mercado colombiano actualmente únicamente a implementado los programas de RD dentro del mercado por capacidad al negociar con el cargo por confiabilidad. Se propone evaluar los modelos escogidos dentro del mercado de despacho en donde los GIDI entran a ser parte del mercado diario; es decir, comercializando la energía producto de la implementación de RD en el mercado mayorista a precio de bolsa.

Una vez establecidos los diferentes modelos de negocio que pueden prestar los agentes GIDI desde una perspectiva de agregadores se evalúa cada una de ellas entorno al tipo de clientes en el cual tienen mejor alcance con el fin de determinar el tipo de modelos aplicable para el sector residencial.

5. Modelo de Integración de los agentes GIDI

La dinámica de sistemas es un método utilizado para mejorar la comprensión de los comportamientos en sistemas complejos a lo largo del tiempo, tiene su origen en los años sesenta en el Massachusetts Institute of Technology [65] y ha sido empleada como

herramientas para evaluar instrumentos normativos y de políticas, pronosticar la difusión futura y describir el posible comportamiento futuro.

Para comprender el comportamiento de un sistema mediante la metodología sistémica es necesario evaluar y analizar el comportamiento del sistema interno, cómo se integran las partes que lo componen y cuáles son los mecanismos mediante los que se produce su coordinación. Esta metodología permite analizar cuáles son los distintos elementos que forman el sistema, al tiempo que trata de especificar cómo se produce la integración de esos elementos en la unidad del problema que está analizando; es decir, que toma importancia tanto el propio sistema en su total como sus partes, por lo tanto, al considerar al sistema como una unidad se hará sin perder de vista las partes que lo forman, pero al considerar las partes, no se perderá de vista que son partes de un todo [1].

Las metodologías utilizadas en estas aplicaciones han evolucionado desde estimaciones econométricas a principios de la década de 2000 hasta dinámicas de sistemas y modelos basados en agentes en los últimos años [66]. Entre algunos estudios aplicados a la evaluación de la difusión de diferentes tecnologías de ER en el mundo, se registran, por ejemplo: La evaluación de políticas para difusión de paneles fotovoltaicos a gran escala, conectados a la red en Europa [67]; el estudio de la futura propagación de energías alternativas para el bombeo de agua usando diferentes modelos en India [68]; un estudio de difusión de generación distribuida térmica convencional en usuarios de Sistemas residenciales en Reino Unido [69]; la realización de un modelo de distribución de energía en Estados Unidos, incorporando el modelo de Bass en la difusión de nuevas tecnologías de luz y refrigeración en los hogares [70], en investigaciones relacionadas con la evaluación de incentivos para promover energía eólica en mercados competitivos [71], entre otros.

En un contexto colombiano se ha empleado en la evaluación de incentivos para integración de Generación Distribuida (GD) [72], [73], al analizar los incentivos para Energías Renovables [74], programas de gestión de la demanda en el sector residencial [75], remuneración del Servicio de Arranque Autónomo (SAA) [76], incentivos para que la GD y la Respuesta de la Demanda (RD) participen en los servicios complementarios de control de tensión, control de frecuencia y control de reactivos [74] [59], entre otros.

Por lo tanto, los análisis de difusión general como los de Bass están bien establecidos y son ampliamente utilizados en el estudio de las energías renovables y sirven como punto de partida para el análisis de la introducción de los nuevos agentes GIDI dentro del mercado eléctrico en un contexto de implementación de sistemas AMI.

5.1 Proceso de modelado

El proceso para modelar un proyecto representa una retroalimentación continua; es decir, se componen de cuestionamientos continuos, ensayos de prueba y error e iteraciones constantes. Para establecer un modelo en primer lugar se debe realizar una articulación del problema a analizar dentro del sistema, para luego establecer una hipótesis dinámica que pueda dar solución a la problemática previamente planteada, y formular el diagrama causal junto con todas las variables que interactúan dentro de él, posteriormente se realizan diferentes pruebas de tal manera que se pueda concluir con el establecimiento de alguna formulación y evaluación de políticas o acciones que puedan dar solución a la problemática inicial [77].

5.2 Planteamiento del problema

A partir del análisis del contexto nacional e internacional sobre la implementación de sistemas de medida avanzada a las redes de distribución eléctricas y con ellas el surgimiento de un nuevo agente del mercado encargado de la gestión de los datos e información, el cual toma el nombre de GIDI, se observa la posibilidad de crear una propuesta de valor de tal forma que los agentes GIDI puedan hacer uso de sus funciones de administrar, monitorear y gestionar la información producto de implementar un sistema AMI y de esta manera crear una oferta remunerativa tanto desde la perspectiva de los usuarios como para el operador de red, mediante implementación de programas de respuesta a la demanda.

En este sentido es necesario evaluar que tan factible es la presencia de diferentes empresas capaces de prestar estos servicios, así como la influencia de las diferentes

políticas e incentivos regulatorios que permitan masificar la implementación de AMI a la red eléctrica

5.3 Hipótesis dinámica

Con el fin de identificar un marco comercial óptimo dentro del cual se desenvuelvan los agregadores dentro del mercado energético colombiano, se propone la implementación de un modelo que evalúe la rentabilidad de implementar programas de respuesta a la demanda basado en precios o basado en incentivos enfocándose en los usuarios de tipo residenciales, ya que estos representan la mayor parte de los usuarios dentro de la cobertura del sector eléctrico colombiano, lo que implica su posible potencial dentro de un mercado propuesto por los agentes GIDI.

Dentro del servicio a ofrecer por estos agentes GIDI se cuenta con los programas de respuesta a la demanda los cuales pueden brindar flexibilidad al sistema y pueden ser de dos tipos; programas de respuesta a la demanda basados en incentivos o basados en precios. El comportamiento de los consumidores dentro de estos programas se demuestra mediante la caracterización de la incertidumbre. La respuesta a la demanda obtenida luego se vende a los compradores a través de un contrato de respuesta a la demanda fijo, en el que el GIDI puede vender una cierta cantidad de respuesta a la demanda a un precio específico durante un período de tiempo determinado.

Dentro de los programas a los usuarios se les ofrece ciertos incentivos resultado de la flexibilidad de la carga dependiendo del tipo de programa de respuesta a la demanda a implementar. Por otro lado, el GIDI comercializa el producto con los compradores a través de contratos fijos.

Este modelo busca establecer los tipos de modelos de negocio que implican una mayor rentabilidad dentro del mercado residencial de tal modo que se potencialice la inserción de los agentes GIDI dentro del marco comercial del sistema de distribución eléctrico colombiano.

5.4 Diagrama causal

Una vez determinado el problema a analizar y la hipótesis dinámica se establece el diagrama causal acorde a las especificaciones estructurales que lo componen descritas en el Anexo 1. En primer lugar se propone el bucle de retroalimentación positiva el cual parte de la idea de que a medida los avances en tecnología aumentan con el desarrollo de la sociedad, lo cual se ve reflejado con la llegada de la cuarta revolución industrial, frente a la cual emergen las redes inteligentes, que a su vez fomenta la aparición de los sistemas de medida avanzados AMI los cuales dan paso a la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de mediciones, routers, concentradores, antenas, entre otros), arquitecturas y redes de software y comunicaciones, que permitan el funcionamiento de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y sistemas de medición.

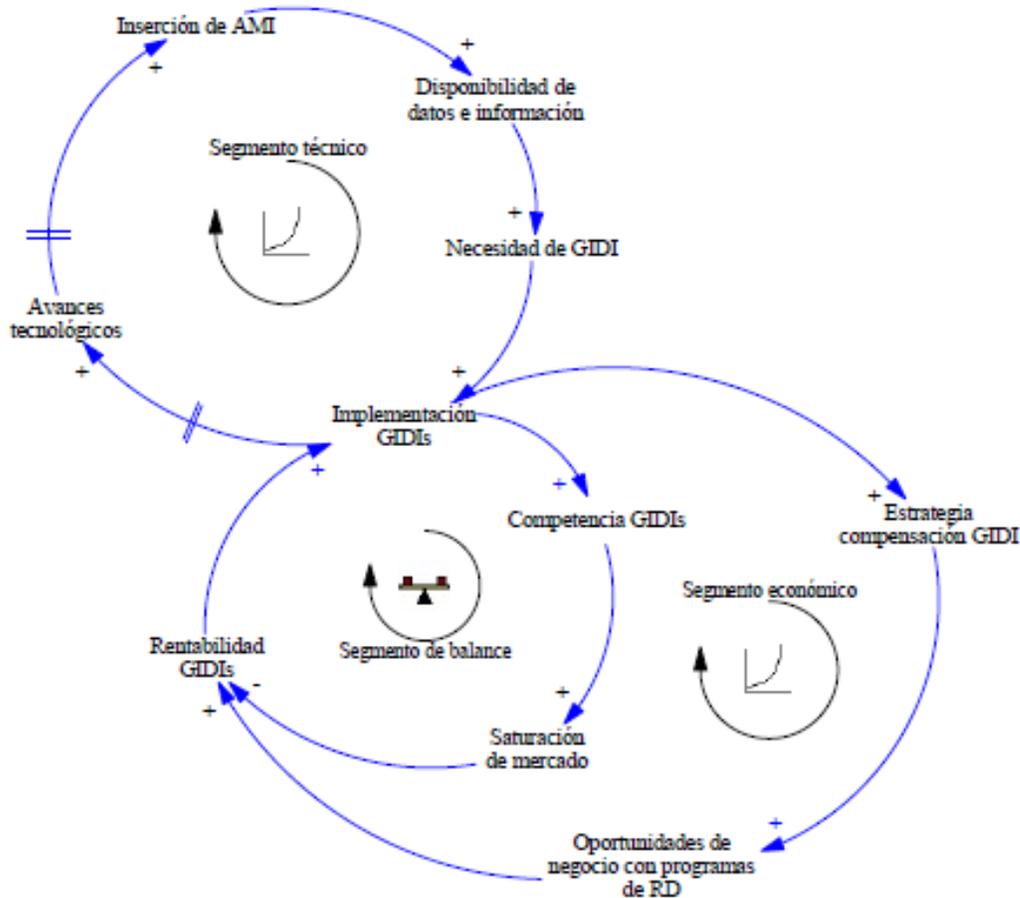
En este sentido se observa que con el aumento de AMI se incrementa exponencialmente los datos e información disponibles a partir de los diferentes sistemas de medida que hacen parte de esta tecnología, pues gracias a estos sistemas se cuenta con información más detallada de los consumos y comportamientos de la carga de los consumidores o usuarios finales, de tal forma de que se pasa de obtener un dato mensual (obtenido mediante la medida convencional) a obtener un dato cada 15 minutos acorde a lo estipulado en la regulación colombiana para los sistemas de medida avanzada, de tal forma que se aumentaría la cantidad de datos en una relación de 1 a 2880 datos por mes. En este margen de ideas se demuestra la necesidad de un agente o entidad que sea capaz de administrar y ocuparse de la gestión de los datos e información, los cuales toman el nombre de GIDI.

Esta necesidad da paso al establecimiento de agentes que puedan gestionar toda la información disponible y puedan encontrar en la misma una estrategia de negocio que permita tanto obtener una retribución económica hacia los mismos y fomentar el desarrollo e implementación de las nuevas tecnologías AMI, de esta manera se da paso al ciclo correspondiente al segmento económico, dentro del cual a medida se incrementa la presencia de agentes AMI, se presenta una oportunidad de negocio que mejora de acuerdo

a la estrategia de compensación que sea capaz de establecer cada agente a los usuarios finales, de tal manera que sea más atractivo a los ojos de los consumidores a los cuales se les establecerá una cuota fija en pesos por vatio ahorrado, y a su vez genere un mayor ahorro en el consumo por parte de los usuarios.

Entre más eficiente sean las estrategias de compensación y el estado de la red eléctrica lo permita, las oportunidades de negocio con programas de RD aumentan, de tal forma que puede expandirse hasta la implementación de nuevos modelos que permitan una participación activa de consumidores o prosumidores en el mercado y sea atractivo para los comercializadores, operadores de red o generadores gracias a su aporte a la estabilidad de la red eléctrica. Esto a su vez aumenta la rentabilidad que se ve reflejada dentro de las empresas GIDI y mejora la sostenibilidad de los mismos en el tiempo.

Con el aumento en la rentabilidad se presenta un incremento en la competencia de agentes GIDI que observen una oportunidad de negocio atractiva y se vean interesados en ofrecer estos servicios relacionados con programas de respuesta a la demanda, sin embargo el aumento de la competencia y de la implementación de estos agentes no puede crecer infinitamente pues llega un punto en el que el mercado se sature y ya no sea rentable ofrecer estos servicios, lo cual hace parte del ciclo de balance y a su vez disminuye la implementación de los GIDI dentro del mercado eléctrico cerrando de esta manera el ciclo referente al segmento económico, tal como se ilustra en la figura 7.

Figura 5-1: Diagrama causal de la implementación de GIDIs como propuesta de negocio.

Fuente: Elaboración propia.

5.5 Modelo matemático

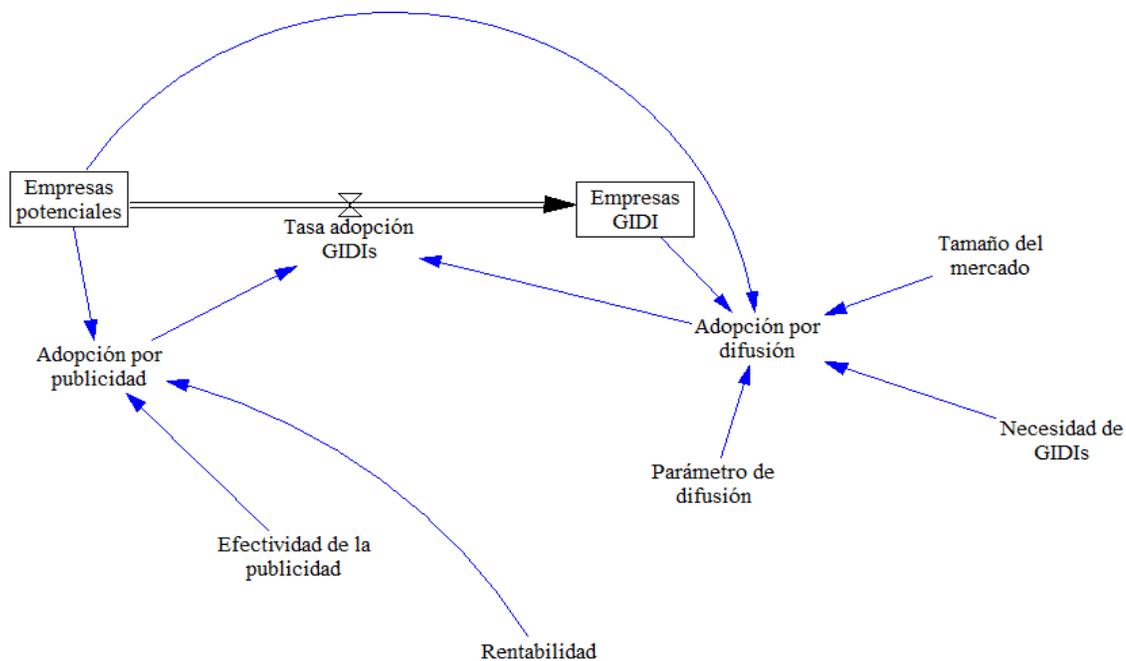
Para determinar el comportamiento del sistema es necesario definir las ecuaciones matemáticas que rigen el comportamiento del mismo, para ello se debe en primer lugar establecer cuál es el objetivo central del modelo, el cual en este caso gira entorno a maximizar la implementación de los agentes GIDIs dentro del mercado energético colombiano; es decir, buscar las condiciones que permitan una amplia participación de diferentes entidades dispuestas a prestar los servicios entorno a estos nuevos agentes.

Para ello se analizará cada uno de los ciclos propuestos en el modelo causal con ayuda del diagrama de Forrester acorde a lo estipulado en el Anexo 2, para así determinar el modelo matemático que lo rige y simular el modelo mediante el programa Vensim.

5.5.1 Ciclo de balance

El ciclo de balance se compone principalmente de tres variables (dos variables de flujo y la tasa de adopción de GIDIs) acorde a la figura 5-2 en donde a mayor rentabilidad se obtenga al prestar el servicio de gestión de datos en información más empresas pasaran de ser compañías potenciales a ser agentes GIDI generando una alta competencia en el mercado frente a la prestación de este servicio. Sin embargo, a medida los agentes GIDI aumentan los clientes potenciales disminuirían lo cual genera una saturación en el mercado permitiendo que el ciclo de balance cierre.

Figura 5-2: Diagrama de Forrester-Ciclo de balance.



Fuente: Elaboración propia.

Para interpretar matemáticamente este ciclo se emplea el modelo de Bass acorde a lo establecido en el Anexo 1, el cual se rige mediante la siguiente ecuación

$$z'(t) = P * z(t) * R + Q * z(t) * \left(\frac{z'(t)}{M}\right) * NGIDI \quad (5.1)$$

Donde:

- $z'(t)$ = Empresas GIDI.
- $z(t)$ = Empresas potenciales.
- P = Efectividad de la publicidad.
- Q = Parámetro de difusión.
- t = tiempo.
- M = Tamaño del mercado
- R = Rentabilidad
- $NGIDI$ – Factor necesidad de GIDI.

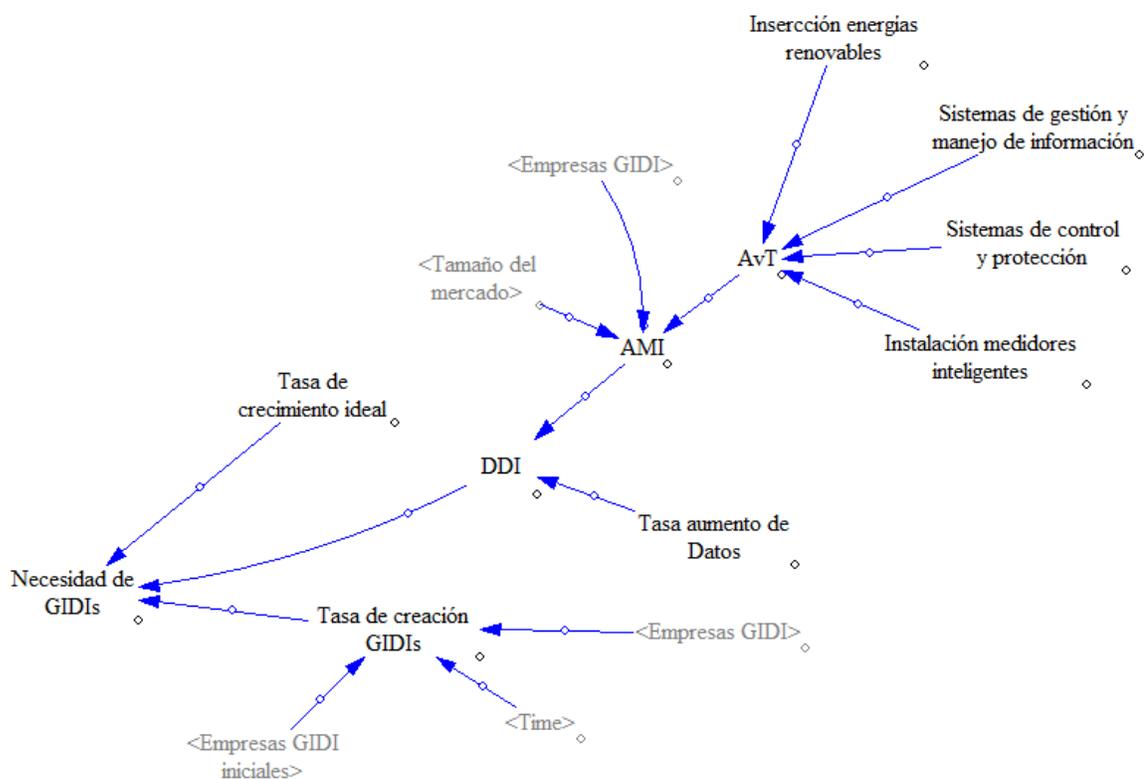
Para este caso se toma como $z'(t)$ a la tasa de adopción de los nuevos agentes GIDI dentro del mercado, M como el mercado potencial, el cual estaría reflejado como el número máximo de empresas que pueden llegar a prestar el servicio que ofrecen los GIDIs dentro de un periodo de 10 años; N toma el valor de las empresas que se encuentran prestando el servicio de gestión de datos en cada periodo de tiempo, $z(t)$ como la variación del mercado potencial con respecto al tiempo, R es la rentabilidad que obtienen los GIDI al prestar sus servicios y P y Q son los parámetros de efectividad por publicidad y difusión respectivamente.

El parámetro referente a la efectividad de la campaña P , corresponde a la tasa a la que una empresa decide entrar a prestar los servicios que ofrecen los GIDIs, en este caso a negociar con programas de respuesta a la demanda como resultado de la publicidad de los mismos, mientras que el parámetro de difusión o contacto hace referencia a esta tasa de variación de creación de empresas GIDI bajo el efecto de voz a voz; es decir, la influencia entre quienes prestan el servicio con respecto a las empresas potenciales. Para definir estos parámetros se requiere contar con un historial de adopción de este tipo de negocio, sin embargo, los agentes GIDI son nuevos en el mercado eléctrico colombiano, por lo cual no se tiene con un registro histórico que permitan calcularlos, así que se asumen

sus valores acorde a los implementados en un proceso de difusión de sistemas solares fotovoltaicos en Colombia en donde para los usuarios residenciales p es igual a 0.002 y q asume el valor de 0.4 [73].

5.5.2 Ciclo técnico

Figura 5-3: Diagrama de Forrester - Ciclo técnico.



Fuente: Elaboración propia.

El ciclo técnico se centra en el estado de la red eléctrica colombiana de acuerdo a lo resumido en la tabla 3-1. De esta forma se puede evaluar la relación de cada variable a partir de la fase en la cual se encuentre la red.

En primer lugar, se tiene los avances tecnológicos, los cuales dependen de la fase de modernización en la que se encuentren y acorde a lo establecido en el capítulo 3, se evalúan a partir de las características de generación de energía eléctrica, de los sistemas

de control y protección, los sistemas de gestión y manejo de la información y los sistemas de medida, acorde a la siguiente ecuación.

$$A_V T(t) = \frac{G_R * S_{CP} * S_{GI} * S_M}{4} \quad (5.2)$$

En donde:

- G_R es el avance en la generación a partir de energías renovables.
- S_{CP} es el avance en los sistemas de control y protección.
- S_{GI} es el avance en los sistemas de gestión y manejo de la información.
- S_M es el avance en la instalación de medidores inteligentes.

Estos cuatro componentes a su vez permiten el avance en la instauración de los sistemas de medida avanzada, los cuales varían a medida las empresas GIDI se abren paso en el mercado pues a medida estos se masifican se incentiva a seguir investigando e innovando en nuevas tecnologías, esto se resume en la siguiente ecuación.

$$AMI(t) = A_V T * \frac{z'(t)}{M} \quad (5.3)$$

En donde:

- $A_V T$ son los avances tecnológicos.
- $z'(t)$ son las empresas que se establecen como agentes GIDI.
- M Total del mercado potencial para los agentes GIDI.

Con el aumento de los sistemas AMI se tiene un aumento en los datos obtenidos a partir de los medidores, esto debido a que al pasar de los medidores convencionales hacia los inteligentes, se pasa de obtener datos mensuales a datos cada 15 minutos tal como lo establece la regulación colombiana [5]. Esto quiere decir que, cada mes los datos obtenidos aumentaran en una proporción de 1 a 2880 aproximadamente (dato correspondiente a el número de periodos de a quince minutos que hay en un mes de 30 días). Este aumento en el número de datos e información y acorde lo establecido en la CREG 101001, crea la necesidad de establecer un agente que se encargue de administrar los mismo, el cual toma el nombre de GIDI, esta necesidad a su vez se ve influenciada por el avance de la inserción de los agentes al mercado, pues a medida se establecen nuevas empresas prestadoras de este servicio y es efectiva su aplicación más empresas verán la

necesidad de empezar a instaurarse como agentes GIDI. Este proceso se ve reflejado mediante el siguiente procedimiento matemático.

$$DDI(t) = AMI(t) * \left(1 + \left(\frac{1}{T_{datos}} \right) \right) \quad (5.4)$$

$$NGIDI(t) = DDI(t) * \left(1 + (TGIDI_{IDEAL} * TGIDI) \right) \quad (5.5)$$

$$TGIDI = \frac{z'(t) - z'(t)_0}{t} \quad (5.6)$$

En donde:

- $DDI(t)$ es la disponibilidad de datos e información
- T_{datos} es la proporción de aumento de datos al cambiar de medidores convencionales a medidores inteligentes
- $TGIDI_{IDEAL}$ es 1/15 y representa la tasa de incremento anual de empresas GIDI esperada
- $TGIDI$ es la tasa de variación de empresas GIDI instauradas en función del tiempo.

5.5.3 Ciclo económico

El ciclo económico depende las estrategias de compensación propuestas por los agentes GIDI con el fin de evaluar la rentabilidad de los mismos, estas estrategias de compensación se basan en la instauración de programas de respuesta a la demanda, los cuales acorde al capítulo 4 se centran principalmente en los programas por tiempo de uso TOU, los cuales presentan una estrategia de compensación más baja, los programas de control directo de carga DLC con un nivel medio de complejidad y la administración de las plantas de energía virtual VPP con un mayor nivel de estrategia remunerativa. De esta forma a medida aumenta la complejidad de la estrategia de compensación y con ella el modelo de programa de RD planteado aumentan los ingresos y con ellos la rentabilidad de la prestación del servicio.

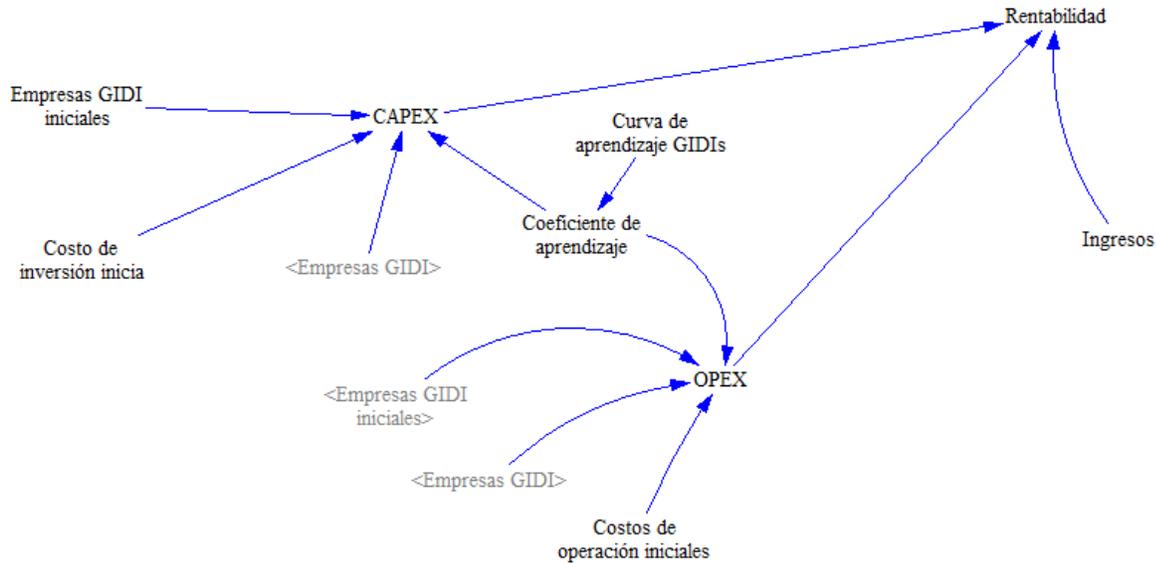
La rentabilidad establece la relación entre los ingresos por prestar el servicio de programas de respuesta a la demanda con respecto a los costos de inversión en software, hardware y demás equipos necesarios para la implementación de sistemas de control, así como lo relacionado con el personal necesario para su funcionamiento.

$$R = \frac{\text{Ingresos}}{\text{CAPEX} + \text{OPEX}} \quad (5.7)$$

En donde:

- R es la rentabilidad para los agentes GIDIs.
- Ingresos Son los ingresos por prestar servicios de RD
- CAPEX son los costos de los equipos y software.
- COPEX son los costos del personal operativo.

Figura 5-4: Diagrama de Forrester CAPEX y OPEX.



Fuente: Elaboración propia.

Los costos de capital CAPEX reflejan la inversión en los equipos en infraestructura, softwares necesarios para la administración, control de datos e información, mientras que los y los costos operativos OPEX reflejan el valor del personal necesario para administrar los datos y prestar los servicios de RD, sus valores se calculan empleando el concepto de curvas de aprendizaje acorde a lo establecido en el Anexo 1. Para esto es necesario definir un costo de inversión y de operación inicial los cuales dependen del tipo de escenario, y la fase de modernización esto debido al aumento de usuarios relacionado con la fase y el tipo

de programa de respuesta a la demanda que se busque instaurar. Los CAPEX y OPEX se calculan mediante el siguiente procedimiento.

$$CAPEX_{GIDI} = z'(t) * C_{inversión_0} * \left(\frac{z'(t)}{z'(t)_0}\right)^{Ca} \quad (5.8)$$

$$OPEX_{GIDI} = OPEX_{GIDI_0} * \left(\frac{z'(t)}{z'(t)_0}\right)^{Ca} \quad (5.9)$$

$$Ca = \frac{-\ln(1-Fa)}{\ln(2)} \quad (5.10)$$

En donde:

- $z'(t)$ es el número de empresas GIDIs.
- TR es la tasa de retorno.
- $C_{inversión_0}$ es el costo de inversión inicial.
- $OPEX_{GIDI_0}$ son los costos operativos iniciales.
- $z'(t)_0$ es el número de empresas GIDI iniciales.
- Ca es el coeficiente de aprendizaje.
- Fa es el Factor de aprendizaje.

El coeficiente de aprendizaje, depende de un factor de aprendizaje Fa , el cual va asociado al tipo de tecnología y se obtiene a partir de datos históricos de la implementación de los agentes en el mercado, sin embargo, hasta la fecha aún no se han instaurado estos agentes dentro del sector eléctrico colombiano, de tal forma que se asume una tasa de aprendizaje como el promedio de diferentes tasas empleadas en varios estudios relacionados con la difusión de tecnologías eléctricas en el país de acuerdo a la tabla 5-2. Obteniendo como Factor de aprendizaje un valor del 11.6%.

Tabla 5-1: Tasas de aprendizaje para diferentes tecnologías.

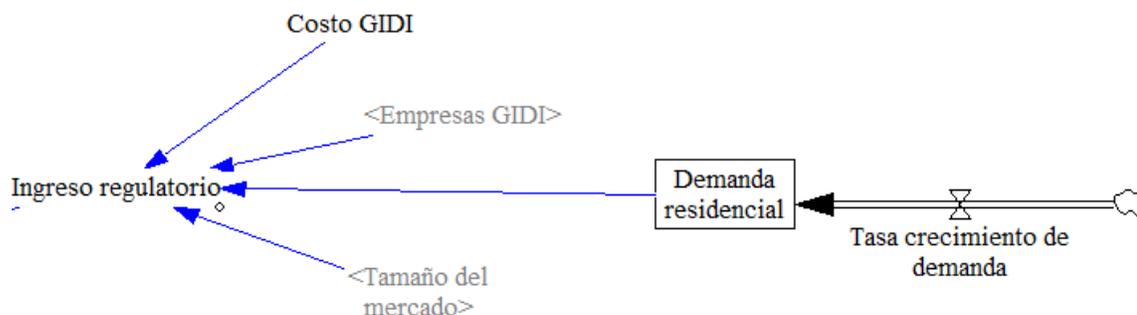
Nombre de la investigación	Tipo de tecnología	Valor tasa de aprendizaje	REFERENCIA
Modelamiento y Simulación de Curvas de Aprendizaje para Tecnologías de Energía Renovable en Colombia	Micro PCHs	20%	[78]
	Mini PCHs	21%	
	Pequeñas PCHs	24%	
Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano	Energía eólica	7%	[79]
	Energía biomasa	5%	
	Energía térmica a carbón	3%	
	Energía hidráulica	5%	
Estudio De Factibilidad Económica Para La Implementación De Vehículos Con Celdas De Combustible De Hidrógeno En Colombia	Vehículo eléctrico con batería	8%	[80]
	Vehículo eléctrico con motor eléctrico	10%	
Evaluación Técnica y de Mercado de la Operación de una Microrred en Modo Aislado dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia con Ambiente Desregulado	Generación solar	23%	[81]
	Generación hidroeléctrica	1.4%	

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, los costos de los ingresos dependen del tipo de programa de respuesta a la demanda a implantar, el cual a medida aumenta su complejidad, refleja una mejor estrategia económica de compensación y se explican en el ciclo económico.

- INGRESOS POR REGULACIÓN

Figura 5-5: Diagrama de Forrester - Ingresos regulatorios.



Fuente: Elaboración propia.

Actualmente no existe una norma o regulación en donde se determine específicamente el costo o el procedimiento de la remuneración para los agentes GIDI, sin embargo, dentro del documento “Condiciones Para La Implementación De La Infraestructura De Medición Avanzada En El SIN” elaborado por la CREG, se establece una propuesta regulatoria dentro de la cual se determina que para la remuneración referente a los sistemas de medida avanzada se tendrá que establecer un nuevo parámetro dentro del cálculo del costo unitario de la tarifa de prestación de servicio de electricidad, esta variable “M” representa la actividad de la medición avanzada y se componen de dos variables, la primera corresponde a los valores trasladados de los costos que se vienen remunerando dentro de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica, asociados a los costos de lectura y la segunda hace referencia a la remuneración para los agentes GIDI [6].

Si bien se establece la variable dentro de la cual se plantea obtener la retribución de los GIDIs, no se determina el procedimiento específico para obtenerlo, de tal forma que se determina la fórmula para obtener los ingresos de los GIDI dentro de un margen regulatorio la mencionada a continuación.

$$InR = C_{GIDI} * D_R(t) * R_{GIDIVSMERCADO} \quad (5.11)$$

$$R_{GIDIVSMERCADO} = \frac{z'(t)}{M} \quad (5.12)$$

En donde:

- InR son los ingresos por regulación anuales.
- C_{GIDI} es el costo por prestación de servicios GIDI anual.
- $D_R(t)$ es la demanda residencial anual.
- $R_{GIDIVSMERCADO}$ es la relación de las empresas GIDI establecidas con respecto al total del mercado.

El cálculo del costo por la demanda regulada propuesto para remunerar las actividades del GIDI se obtiene de los registrados por los gestores de gas, de tal forma que se establece su valor entre 0,08 \$/kWh- año y 0,79 \$/kWh- año [6]. Por lo cual se opta por un valor promedio el cual corresponde a 0.4 \$/kWh- año.

La variable $R_{GIDIVSMERCADO}$ representa la relación entre las empresas GIDI que se establecen dentro del mercado con respecto al número máximo de empresas que podría llegar a prestar estos servicios, y refleja el porcentaje de alcance con respecto a la masificación de estos nuevos agentes.

La demanda $D_R(t)$ corresponde a la demanda acumulada anual en el mercado regulado, la cual varía de acuerdo a la tasa de crecimiento de la demanda acorde a la siguiente ecuación

$$D'_R(t) = \frac{dD_R(t)}{dt} = T_C * D_R(t), \quad (5.13)$$

$$D_{RO} = 51307.68 \text{ GWh} \quad (5.14)$$

El valor de la demanda residencial anual inicial corresponde a la demanda acumulada anual del mercado regulado para el año 2022, acorde al Anexo 3. La variable T_C representa la tasa de crecimiento de la demanda, la cual depende de la fase de modernización de la red, debido a que acorde a las proyecciones de demanda efectuadas por la UPME este valor varia si en la red hay presencia de vehículos eléctricos, grandes consumidores y generación distribuida, de tal forma que durante la fase I de la red la proyección sigue los rangos establecidos por la UPME que se

encuentran entre 2.22% y 3.33% mientras que a medida la fase de modernización aumenta la tasa de crecimiento de la demanda tiende a reducir alcanzando valores entre 0.01% y 0.14% de acuerdo del nivel de inserción de generación distribuida [82], así pues, se establecen como los valores de la tasa de crecimiento de demanda acorde a la siguiente tabla.

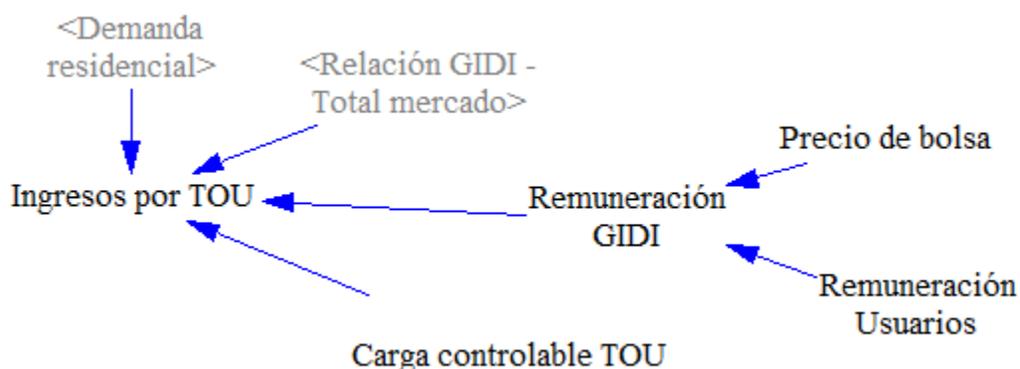
Tabla 5-2: Tasa de crecimiento.

Fase de la red	Tasa de crecimiento de demanda
Fase I	2.725%
Fase II	1%
Fase III	0.5%
Fase IV	0.05%

Fuente: Elaboración propia basada en [82].

- INGRESOS POR TOU

Figura 5-6: Diagrama de Forrester - Ingresos por TOU.



Fuente: Elaboración propia.

Los ingresos por prestar el programa de respuesta a la demanda correspondiente a las tarifas por tiempo de uso, TOU, dentro de este modelo de negocio el agente GIDI se encargará de negociar dentro del mercado de despacho con la energía

producto del ahorro por la implementación de TOU; es decir, la cantidad de kWh ahorrados se venderá a precio de bolsa. Y de este mismo se descontará el porcentaje con el cual se remunerará a los usuarios por modificar sus patrones de consumo. acorde el siguiente procedimiento:

$$InTOU = C_{R_GIDI} * D_R(t) * R_{GIDIVSMERCADO} * Carga_{TOU} \quad (5.15)$$

$$C_{R_GIDI} = C_{Bolsa} - C_{R_usuarios} \quad (5.16)$$

En donde:

- $InTOU$ son los ingresos por negociar con programas TOU.
- C_{R_GIDI} es el costo de ganancia de los GIDI (\$/kWh).
- C_{Bolsa} es el precio de bolsa del kWh (\$/kWh).
- $C_{R_usuarios}$ es el precio de remuneración a los usuarios residenciales (\$/kWh).
- $D_R(t)$ es la demanda residencial anual.
- $Carga_{TOU}$ es el porcentaje de carga que se espera ahorrar al implementar programas TOU.

El valor del precio de bolsa C_{Bolsa} se establece cada día y fluctúa en el tiempo de acuerdo a la relación entre la oferta y la demanda, por lo tanto, para motivos de este estudio se opta por tomar el valor mínimo del costo del kwh en la bolsa desde el 1 de enero del 2022 hasta el 18 de junio del 2023 con un total de 534 datos [83] (Ver Anexo 3), obteniendo un valor de 96.18 \$/kWh.

El precio de remuneración a los usuarios se toma a partir del estudio efectuado en [84], en donde se evalúa los mecanismos para la aplicación de programas de respuesta a la demanda en Colombia, llegando a la conclusión que con un incentivo de 70\$/kWh para los usuarios se muestra una mejor respuesta frente a la implementación de programas RD, obteniendo el mejor porcentaje de ahorro en la carga final. Así pues, el costo de remuneración para los GIDI vendrá dado de la diferencia entre el precio de venta de la energía ahorrada; es decir, el precio de bolsa con respecto al valor suministrado como incentivo a los usuarios, el cual tendría un valor de 26.18 \$/kWh.

El valor $Carga_{TOU}$ hace referencia al porcentaje de energía que es capaz de negociar el agente GIDI con los comercializadores producto del ahorro en los consumidores al instaurar las tarifas TOU. Este porcentaje surge del promedio de diferentes porcentajes obtenidos a partir de diferentes experiencias internacionales e investigaciones sobre la implementación y el impacto de estos programas en usuarios residenciales. De acuerdo a la siguiente información:

Tabla 5-3: Porcentaje de carga gestionable por TOU en experiencias nacionales e internacionales.

Proyecto investigativo	Porcentaje de carga gestionable por TOU	Referencia
Óptima respuesta de la demanda residencial, usando Tarifas dinámicas basadas en el Negawatt	9.4%	[85]
Caracterización de un esquema remunerativo para la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de frecuencia en el mercado eléctrico colombiano	0.36%	[59]
Un impulso emergente para las tarifas de tiempo de uso genera nuevos debates sobre los impactos en el cliente y la red	6.5%	[86]
Moving Ahead with Time of Use Rates	Verano: 2.6% Invierno: 3.6%	[87]
Dynamic residential load scheduling based on an adaptive consumption level pricing scheme	35%	[88]
$Carga_{TOU}$	9.58%	

Fuente: Elaboración propia.

- INCENTIVOS POR DLC

Figura 5-7: Diagrama de Forrester - Ingresos por DLC.



Fuente: Elaboración propia.

Los incentivos por control de carga representan un programa de respuesta a la demanda en donde los agentes GIDI obtendrá una retribución a partir del cargo por confiabilidad (es decir, participara dentro del mercado de capacidad). dentro del cual se comprometerán a tener energía en tiempos de escasez, mediante la desconexión programada de carga residencial, por lo tanto, obtiene su remuneración a cambio de entregar energía firme comprometida cuando el precio de escasez supere el precio de bolsa, y acorde a la resolución CREG 063 del 2010 su retribución económica vendrá dada a partir del valor del precio de escasez [89]. De esta manera la ecuación que define el valor de los ingresos por DLC corresponde a la mencionada a continuación:

$$InDLC = C_{R_GIDI} * D_R(t) * R_{GIDIVSMERCADO} * Carga_{DLC} \quad (5.17)$$

En donde:

- $InDLC$ son los ingresos por negociar con programas DLC.
- C_{R_GIDI} es el costo de ganancia de los GIDI (\$/kWh).
- $D_R(t)$ es la demanda residencial anual.
- $Carga_{DLC}$ es el porcentaje de carga que se espera ahorrar al implementar programas DLC

El valor de remuneración de los GIDI es igual para todos los programas de respuesta a la demanda, esto debido a que todos los programas entraran a negociar dentro del mercado de despacho.

El porcentaje de carga que se espera ahorrar dentro de los programas DLC corresponden a él resultante de experiencias internacionales y proyectos investigativos enfocados en la implementación de los mismos dentro de un mercado residencial.

Tabla 5-4: Porcentaje de carga gestionable por DLC en experiencias nacionales e internacionales.

Proyecto investigativo	Porcentaje de carga gestionable por DLC	Referencia
Agregador de respuesta de la demanda basado en incentivos.	30%	[90]
Using exponential modeling for DLC demand response programs in electricity markets	7.5%	[62]
<i>Carga_{DLC}</i>	18.75%	

Fuente: Elaboración propia.

- INGRESOS POR ADMINISTRAR VPP

Figura 5-8: Diagrama de Forrester - Ingresos por VPP.



Fuente: Elaboración propia.

El último modelo propuesto corresponde a la integración, gestión y administración por parte de los GIDI de las plantas de energía virtual, estas VPP integran principalmente tres tipos de recursos energéticos distribuidos o DERs, los cuales corresponde a la Generación distribuida GD, cargas controlables y sistemas de almacenamiento. De esta forma se propone que la remuneración por parte de los GIDI dentro de este tipo de negocio se verá reflejada al negociar dentro del mercado de capacidad como resultado del control de carga directo dentro de una planta de energía virtual, esto quiere decir que el precio al cual se calcula su retribución económica corresponde al precio de escasez entrando a negociar con el cargo por confiabilidad al entregar energía firme producto de la administración y gestión de una VPP. De tal forma que la fórmula que representa este proceso corresponde a:

$$InVPP = C_{R_GIDI} * D_R(t) * R_{GIDIVSMERCADO} * Carga_{DLCVPP} \quad (5.18)$$

En donde:

- $InVPP$ son los ingresos por administrar VPP.
- C_{R_GIDI} es el costo de ganancia de los GIDI (\$/kWh).
- $D_R(t)$ es la demanda residencial anual.
- $Carga_{DLCVPP}$ es el porcentaje de carga que se espera ahorrar al implementar programas DLC dentro de una VPP

El porcentaje correspondiente a la carga que se espera implementar mediante la implementación de programas de control de carga dentro de una planta de energía virtual aumenta en comparación a lo definido dentro de los ingresos por DLC, esto debido a que dentro de una planta de energía virtual la tecnología y los sistemas de control son más avanzados, por lo tanto, el valor de este porcentaje aumenta.

Tabla 5-5: Porcentaje de carga gestionable por administrar VPP en experiencias nacionales e internacionales.

Proyecto investigativo	Porcentaje de carga gestionable por administrar VPP Y DLC	Referencia
Review of Virtual Power Plant Applications for Power System Management and Vehicle-to-Grid Market Development	42%	[91]
Aggregators innovation landscape brief.	20%	[53]
Load Shedding and Smart-Direct Load Control Using Internet of Things in Smart Grid Demand Response Management	30%	[92]
<i>Carga_{VPP}</i>	30%	

Fuente: Elaboración propia.

Las ecuaciones empleadas dentro de cada uno de los componentes del modelo se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5-6: Principales ecuaciones del modelo. **Fuente:** Elaboración propia.

VARIABLE	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	Unidad	ECUACIÓN
Avances tecnológicos	$A_V T$	Avances de las redes de distribución eléctricas hacia las Smart grids	%	$A_V T = \frac{G_R * S_{CP} * S_{GI} * S_M}{4}$
Inserción de AMI	AMI	Avances en la inserción de AMI en las redes de distribución colombiana	%	$AMI(t) = A_V T * \frac{z'(t)}{M}$
Disponibilidad de datos e información	DDI	Cantidad de datos obtenidos a partir de los medidores eléctricos	%	$DDI(t) = AMI(t) * \left(1 + \left(\frac{1}{T_{datos}} \right) \right)$

Necesidad de GIDIs	$NGIDI$	Factor que expresa la necesidad de la inserción de agentes gestores de datos	%	$NGIDI(t) = DDI(t) * (1 + (TGIDI_{IDEAL} * TGIDI))$
Tasa de creación de GIDIs	$TGIDI$	Tasa de aumento del número de empresas GIDI por año real	$\frac{\#empresas}{t}$	$TGIDI = \frac{z'(t) - z'(t)_0}{t}$
Implementación GIDIs	$GIDIs$ $z'(t)$	Empresas que presten el servicio de gestión de datos e información	$\#empresas$	$z'(t) = P * z(t) + Q * R * z(t) * \left(\frac{z'(t)}{M}\right) * NGIDI$
Empresas potenciales	$z(t)$	Número de empresas que pueden llegar a prestar el servicio de GIDIs en función del tiempo	$\#empresas$	$z'(t) = P * z(t) + Q * R * z(t) * \left(\frac{z'(t)}{M}\right) * NGIDI$
Rentabilidad GIDIs	R	Rentabilidad que obtienen los agentes gestores de datos e información	--	$R = \frac{Ingresos}{CAPEX_{GIDI} + OPEX_{GIDI}}$
Ingresos	$Ingresos$	Ingresos por negociar con RD	\$	$Ingresos = InR + In_{nTOU} + In_{DLC} + In_{VPP}$
Incentivos regulatorios	InR	Incentivos otorgados por medio de la regulación	\$	$InR = C_{GIDI_ANUAL} * D_R(t) * \frac{z'(t)}{M}$
Ingresos TOU	In_{TOU}	Ingresos por prestar el servicio de respuesta a la demanda basado en TOU	\$	$In_{TOU} = C_{Bolsa} * D_R(t) * \frac{z'(t)}{M} * Carga_{TOU}$
Ingresos LDC	In_{DLC}	Ingresos por prestar el servicio de respuesta a la demanda basado en DLC	\$	$In_{DLC} = C_{Escasez} * D_R(t) * \frac{z'(t)}{M} * Carga_{DLC}$
Ingresos VPP	In_{VPP}	Ingresos por administrar una VPP	\$	$In_{VPP} = C_{Escasez} * D_R(t) * \frac{z'(t)}{M} * Carga_{DLCVPP}$
CAPEX	$CAPEX_{GIDI}$	Costos de inversión	\$	$z'(t) * C_{inversión_0} * \left(\frac{z'(t)}{z'(t)_0}\right)^{Ca}$
Coefficiente de aprendizaje	Ca	Coefficiente de aprendizaje	--	$\frac{\ln(1 - Fa)}{\ln(2)}$
OPEX	$OPEX_{GIDI}$	Costos operativos	\$	$OPEX_{GIDI_0} * \left(\frac{z'(t)}{z'(t)_0}\right)^{Ca}$

Fuente: Elaboración propia.

5.6 Escenarios de aplicabilidad de los GIDIs

Una vez determinado el modelo matemático que explica y fundamenta el diagrama causal, se busca determinar los escenarios mediante los cuales se evaluara el mismo, de tal forma que se pueda analizar las características que influyen en la inserción de las empresas GIDIs.

Cada escenario depende del estado de la red eléctrica colombiana actual (Fase I, II, III y IV) y del tipo de programa de respuesta a la demanda a implementar (TOU, DLC, VPP), así pues, los escenarios propuestos corresponden a los mencionados a continuación.

5.6.1 Escenario base

El escenario base representa el comportamiento de la inserción de empresas GIDI dentro del mercado energético dentro de una fase de modernización retrasada (Fase I); es decir, cuando la red eléctrica no presenta mayor avance dentro de un contexto hacia las redes inteligentes y cuando los agentes GIDI únicamente prestan el servicio de gestión y administración de datos e información acorde a lo estipulado por la regulación, por lo tanto, no ofrece ningún programa de respuesta a la demanda.

En este orden de ideas los datos que se adoptaran dentro de este contexto corresponden a los siguientes:

- Tamaño del mercado: El tamaño del mercado representa el número máximo de empresas potenciales que puede prestar el servicio de gestión de datos e información, por lo tanto, teniendo lo establecido en la regulación y las funciones de los GIDIs ahí dispuestas se toma como valor del tamaño del mercado el número de empresas que actualmente prestan el servicio de distribución y comercialización correspondiente a 136 empresas, pues sería quienes mayor conocimiento tiene del tema y podrían entrar a prestar los servicios de gestión de datos [93].
- El número de empresas GIDI iniciales corresponde a las empresas que para motivos del estudio se asumen empezaran a prestar estos servicios dentro del primer año, las cuales corresponden a las empresas del sector eléctrico que

cuentan con mayor alcance dentro del sistema eléctrico colombiano descritas en el capítulo tres correspondientes a 15 empresas.

- El factor de inserción de energías renovables es del 5%.
- El factor de avance en sistemas de gestión y manejo de la información es del 5%
- El factor de avance en sistemas de control y protección es del 5%
- El factor de avance en instalación de medidores inteligentes es del 0%
- Los ingresos únicamente se obtienen a partir de los ingresos regulatorios, esto debido a que este escenario no sale del alcance de la regulación 101 001 de la CREG; es decir, no se ofrecen programas de RD. Por lo tanto, el valor de ingresos por TOU, DLC y por administrar VPP es igual a cero.
- Los costos del capital y de operación y mantenimiento iniciales se basan en el estudio efectuado por la CREG dentro del documento “Condiciones Para La Implementación De La Infraestructura De Medición Avanzada En El SIN” en donde se determina que la instauración de los agentes GIDI podría tener un costo entre \$3.900 millones y \$39.000 millones de pesos anuales, por lo cual se asume como costos iniciales el promedio de estos dos datos el cual es igual a \$21.450 millones de pesos anuales [6].

Para determinar el valor del CAPEY y OPEX iniciales se toma como referencia el documento de la CREG en donde se evalúa la inserción de los sistemas AMI, dentro de este documento se evalúa los costos de capital y operativos de dos modelos propuestos en donde se obtiene que los CAPEX corresponden al 89% y los OPEX al 11% aproximadamente del total de los costos, por lo tanto, el costo inicial del capital corresponde al 89% de \$21.450 millones de pesos; es decir, aproximadamente \$19.100 millones de pesos y el restante; es decir, el 11% representan los costos operativos los cuales se aproximan a \$2.400 millones de pesos [6].

- La tasa de crecimiento de la demanda se asume como el promedio del factor de aumento de la demanda si inserción de generación distribuida ni vehículos eléctricos estipulada en la UPME y calculada en el literal 5.5.3 y corresponde a 2.725%

5.6.2 Escenario 1 - TOU

Este escenario busca evaluar la inserción de los GIDI mediante la implementación de programa de respuesta a la demanda TOU o tarifas por tiempo de uso como adición a las labores regulatorias de gestión de datos e información, teniendo en cuenta que la red eléctrica se encuentre en un estado de modernización correspondiente a la fase II.

De esta forma los parámetros a considerar dentro de la modelación del modelo son:

- Tamaño del mercado: Se toma como valor del tamaño del mercado el número de empresas que actualmente prestan el servicio de distribución y comercialización correspondiente a 136 empresas y se adiciona 8 empresas más que no hacen parte de las previamente mencionadas y que representan las empresas que prestan servicios de respuesta a la demanda actualmente en Colombia, esto debido a que al empezar a negociar con RD estas empresas se podrían ver interesadas puesto a que ya tiene conocimiento en el tema, de esta forma se establece como el tamaño del mercado 144 empresas [58], [93].
- El número de empresas GIDI iniciales corresponde a las empresas que para motivos del estudio se asumen empezaran a prestar estos servicios dentro del primer año, las cuales corresponden a las empresas que actualmente prestan servicios de respuesta a la demanda las cuales corresponden a 10.
- El factor de inserción de energías renovables es del 10%.
- El factor de avance en sistemas de gestión y manejo de la información es del 30%
- El factor de avance en sistemas de control y protección es del 20%
- El factor de avance en instalación de medidores inteligentes es del 50%
- Los ingresos se obtienen a partir de los ingresos regulatorios y los ingresos por TOU, de tal forma que los ingresos por DLC y VPP son iguales a cero.
- Los costos del capital y de operación y mantenimiento iniciales se toman a partir de experiencias internacionales en donde se estima que el valor de implementar programas de respuesta a la demanda se encuentra en un rango entre \$23-33 millones de dólares australianos [94]. Teniendo en cuenta que acorde a la sección 4.3 los programas TOU tienen una complejidad menor, se tomó como el valor de la inversión inicial la suma de los valores CAPEX y OPEX iniciales del caso base más

\$23 millones, los cuales equivalen a \$73.658 millones de pesos colombianos (1 peso colombiano = \$3.202,5376 dólares australianos). Análogamente a lo calculado en el escenario base se desagrega este valor total de inversión en una proporción de 89% para los CAPEX y 11% para los OPEX y se obtiene que los costos de capital y operativos iniciales corresponden a \$85.100 millones y \$10.500 millones de pesos colombianos respectivamente.

- La tasa de crecimiento de la demanda se asume a partir del rango de crecimiento de demanda establecido por la UPME en donde se tiene en cuenta la inserción de generación distribuida y vehículos eléctricos, tal como se estableció en el literal 5.5.3 y corresponde a 1%.

5.6.3 Escenario 2 – DLC

Dentro del escenario 2 se busca insertar los programas de control directo de carga, de tal forma que se pueda entrar a negociar dentro del mercado de capacidad, para ello se necesita de una infraestructura en la red más compleja, esto debido a que se requiere sistemas de control y automatización que permitan desconectar las cargas de los usuarios remotamente, por lo cual se establece el contexto de este escenario dentro de una fase III de modernización de la red, de tal forma que los demás parámetros necesarios corresponden a los siguientes:

- Tamaño del mercado: Análogamente al escenario 1 se toma como tamaño de mercado la suma de las empresas de distribución y comercialización actuales más las empresas que prestan programas de RD es decir, 144 empresas.
- El número de empresas GIDI iniciales corresponde al mismo del escenario 1 igual a 10 empresas.
- El factor de inserción de energías renovables es del 70%.
- El factor de avance en sistemas de gestión y manejo de la información es del 60%
- El factor de avance en sistemas de control y protección es del 70%
- El factor de avance en instalación de medidores inteligentes es del 75%
- Los ingresos se obtienen a partir de los ingresos regulatorios y los ingresos por DLC, de tal forma que los ingresos por TOU y VPP son iguales a cero.

- Los costos del capital y de operación y mantenimiento iniciales se toman a partir de experiencias internacionales en donde se estima que el valor de implementar programas de respuesta a la demanda se encuentra en un rango entre \$23-33 millones de dólares australianos [94]. Teniendo en cuenta que acorde a la sección 4.3 los programas DLC tienen una complejidad media, se tomó como el valor de la inversión inicial la suma de los valores CAPEX y OPEX iniciales del caso base más \$28 millones, los cuales equivalen a \$89.671 millones de pesos colombianos (1 peso colombiano = \$3.202,5376 dólares australianos). Análogamente a lo calculado en el escenario base se desagrega este valor total de inversión en una proporción de 89% para los CAPEX y 11% para los OPEX y se obtiene que los costos de capital y operativos iniciales corresponden a \$98.900 millones y \$12.300 millones de pesos colombianos respectivamente.
- La tasa de crecimiento de la demanda se asume a partir del rango de crecimiento de demanda establecido por la UPME en donde se tiene en cuenta la inserción de generación distribuida y vehículos eléctricos, tal como se estableció en el literal 5.5.3 y corresponde a 0.5%.

5.6.4 Escenario 3 – VPP

Dentro de este escenario se busca evaluar la evolución de la instauración de las empresas GIDI al administrar una planta de energía virtual, dentro de la cual se pueda prestar el servicio de control de carga directo, teniendo en cuenta que se desarrolla dentro de un contexto con un nivel de modernización elevado correspondiente a la fase IV, por el control de carga efectuado a partir de la gestión de una VPP y la administración de los recursos disponibles es más eficiente pues se cuenta con un nivel de automatización y control más elevado. De esta forma los parámetros característicos de este escenario se mencionan a continuación.

- Tamaño del mercado: Análogamente al escenario 1 se toma como tamaño de mercado la suma de las empresas de distribución y comercialización actuales más las empresas que prestan programas de RD es decir, 144 empresas.

- El número de empresas GIDI iniciales corresponde al mismo del escenario 1 igual a 10 empresas.
- El factor de inserción de energías renovables es del 100%.
- El factor de avance en sistemas de gestión y manejo de la información es del 90%
- El factor de avance en sistemas de control y protección es del 90%
- El factor de avance en instalación de medidores inteligentes es del 100%
- Los ingresos se obtienen a partir de los ingresos regulatorios y los ingresos por administrar VPP, los demás ingresos por TOU, DLC son iguales a cero.
- Los costos del capital y de operación y mantenimiento iniciales se toman a partir de experiencias internacionales en donde se estima que el valor de implementar programas de respuesta a la demanda se encuentra en un rango entre \$23-33 millones de dólares australianos [94]. Teniendo en cuenta que acorde a la sección 4.3 los programas DLC tienen una complejidad alta, se tomó como el valor de la inversión inicial la suma de los valores CAPEX y OPEX iniciales del caso base más \$33 millones, los cuales equivalen a \$105.684 millones de pesos colombianos (1 peso colombiano = \$3.202,5376 dólares australianos). Análogamente a lo calculado en el escenario base se desagrega este valor total de inversión en una proporción de 89% para los CAPEX y 11% para los OPEX y se obtiene que los costos de capital y operativos iniciales corresponden a \$113.200 millones y \$14.000 millones de pesos colombianos respectivamente.
- La tasa de crecimiento de la demanda se asume a partir del rango de crecimiento de demanda establecido por la UPME en donde se tiene en cuenta la inserción de generación distribuida y vehículos eléctricos, tal como se estableció en el literal 5.5.3 y corresponde a 0.01%.

Las características y parámetros empleados en cada uno de los escenarios se resumen mediante la siguiente tabla.

Tabla 5-7: Parámetros del modelo por cada escenario.

PARÁMETRO	UNIDAD	ESCENARIO	ESCENARIO	ESCENARIO	ESCENARIO
		BASE	1 - TOU	2 - DLC	3 - VPP
		FASE I	FASE II	FASE III	FASE IV
Factor Energías renovables. (G_R)	%	5%	10%	70%	100%
Sistemas de control y protección. (S_{CP})	%	5%	20%	70%	90%
Sistemas de gestión y manejo de información. (S_{GI})	%	5%	30%	60%	90%
Medidores inteligentes. (S_M)	%	0%	50%	75%	100%
Tasa aumento de datos. (T_{datos})	%	2880			
Tasa de crecimiento ideal. (T_{GIDI_IDEAL})	$\frac{t}{\#empresas}$	1/15			
Tasa de contacto. (Q)	--	0.4			
Efectividad de la publicidad. (P)	--	0.002			
Tamaño del mercado. (M)	$\#empresas$	136	144		
Empresas GIDI iniciales. ($z'(t)_0$)	$\#empresas$	15	10		
Costos de inversión inicial. ($C_{inversión_0}$)	millones \$CO	19.100	85.100	98.900	113.200
Factor de aprendizaje. (Fa)	%	11.6%			
Costos operativos iniciales. ($OPEX_{GIDI_0}$)	\$	2.400	10.500	12.300	14.000
Carga Controlable	%	0%	9.58%	22.5%	30%
Tasa crecimiento de demanda	%	2.725%	1%	0.5%	0.05%

Fuente: Elaboración propia

6. Evaluación del modelo mediante el modelo Canvas

El modelo de negocios canvas, es un instrumento constituido por diferentes pilares organizados de tal manera que su estructura ayuda a complementar de manera global los aspectos que involucran el negocio, el cual gira en torno a la propuesta de valor que se ofrece como eje principal del estudio [95]. El modelo, se ajusta para comprender el tipo de negocio seleccionado de manera directa y estructurada. Al momento de ser utilizado, ayudará a visualizar los canales propios para que una entidad genere ganancias de manera optimizada y organizada.

El modelo está compuesto por 9 secciones que se conectan de manera lógica para analizar y mejorar la comprensión y generar diversidad de puntos de enfoque que son acompañados por su respectivo análisis estratégico, estos componentes corresponden a:

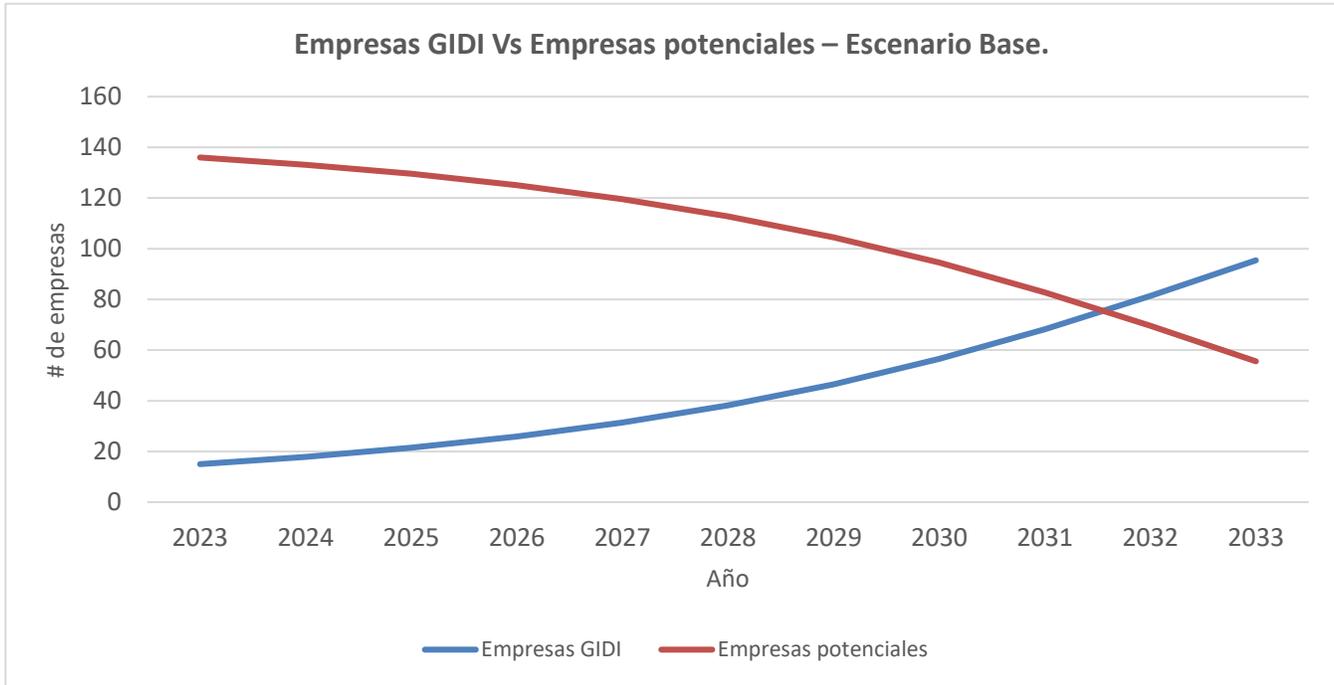
- Propuesta de valor: En esta sección se plantea la solución a un problema en específico, de tal manera que se plasme el producto a ofrecer con un valor agregado que haga atractiva la oferta de negocio [95].
- Segmento de clientes: Corresponde a el tipo de comunidad a la cual va dirigido el servicio a ofrecer [95].
- Canales: En esta parte del modelo se determina como el producto o servicio a ofrecer llega hasta el cliente final [95].
- Relación con el cliente: Se establece las acciones para atraer, mantener y hacer crecer a los clientes [95].
- Flujo de ingresos: Se determina los mecanismos para monetizar los servicios y establecer que valor se ofrece a los clientes para que obtengan el servicio [95].
- Recursos clave: En esta parte se debe establecer los elementos más importantes para que el negocio funcione [95].

- Actividades clave: Se determina las acciones más importantes que hacen que el modelo de negocio sea rentable [95].
- Socios clave: Esta sección establece los principales socios que hacen que el modelo de negocio funcione [95].
- Estructura de costos: En esta última parte se determina los costos necesarios, los recursos y actividades clave para que se establezca exitosamente el negocio [95].

A continuación, se describirán las secciones acopladas al modelo de negocio propuesto enfocado en la inserción de los agentes GIDI dentro del sector eléctrico colombiano, para los escenarios propuestos en el capítulo 5 en los cuales se aplique una propuesta de negocio, de tal forma que se pueda evaluarlos mediante la implementación del modelo CANVAS.

6.1 Escenario base

Para el caso del escenario base los agentes GIDI únicamente se limitan a lo establecido dentro de la CREG 101 001 del 2022; es decir, no entran a negociar con programas de respuesta a la demanda considerando un estado de la red dentro de la fase I, por ende, no se cuenta con un modelo de negocio a implementar, por lo cual no se le establece un modelo Canvas, más sin embargo ofrece un punto de referencia para los demás programas a estructurar. Los datos obtenidos mediante este escenario se representan en la Figura 6-1 y la tabla 6-1

Figura 6-1: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario Base.**Fuente:** Elaboración propia.**Tabla 6-1:** Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario Base.

AÑO	Empresas GIDI	Empresas potenciales
2023	15	136
2024	17.8885	133.111
2025	21.466	129.534
2026	25.9045	125.095
2027	31.407	119.593
2028	38.1989	112.801
2029	46.5031	104.497
2030	56.4893	94.5107
2031	68.1872	82.8128
2032	81.3672	69.6328
2033	95.4279	55.5721

Fuente: Elaboración propia

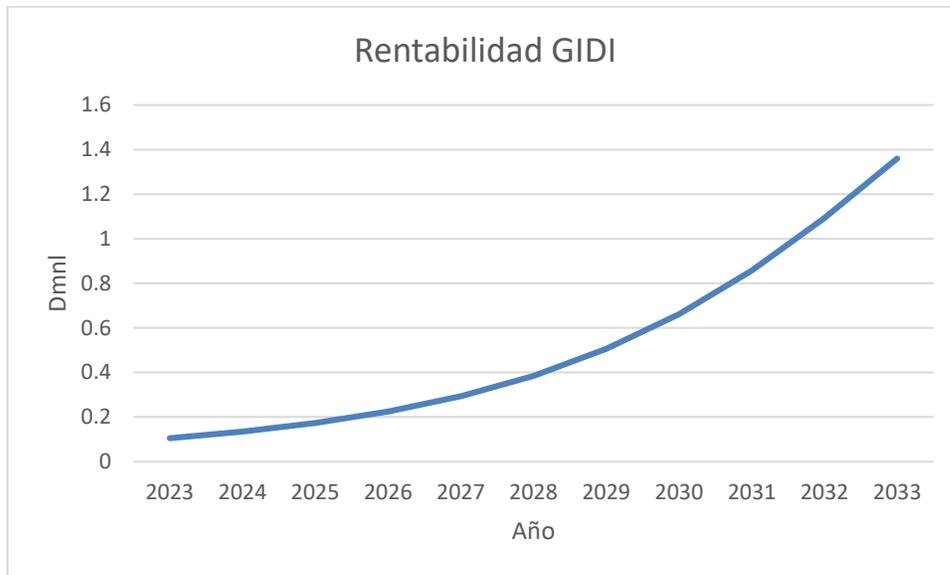
A partir de la evaluación del escenario base se puede observar cómo dentro del periodo de evaluación del modelo no se alcanza la saturación del mercado y el número de implementación de empresas GIDI dentro de los 10 años de evaluación del modelo no alcanza el potencial esperado. Esto debido a dos factores principales, el primero corresponde al parámetro técnico que refleja el estado de la red eléctrica con respecto a avances tecnológicos e implementación AMI, este factor se representa mediante la variable “Necesidad de GIDIs” y dentro de este escenario se encuentra en un rango entre 0.004 y 0.02; es decir, el consolidado de la red dentro del camino hacia las Smart grid se encuentre entre un 0.4% y un 2% (Figura 6-2).

El segundo factor clave dentro del modelo corresponde al parámetro económico representado mediante la rentabilidad, la cual en este caso logra superar la unidad hasta el año 2033; es decir, después de los 10 años de implementar los agentes GIDI al mercado prestar los servicios ofrecidos por estos agentes empiezan a ser rentables (Figura 6-3).

Figura 6-2: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario base.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6-3: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario base.

Fuente: Elaboración propia.

6.2 Escenario 1 – TOU

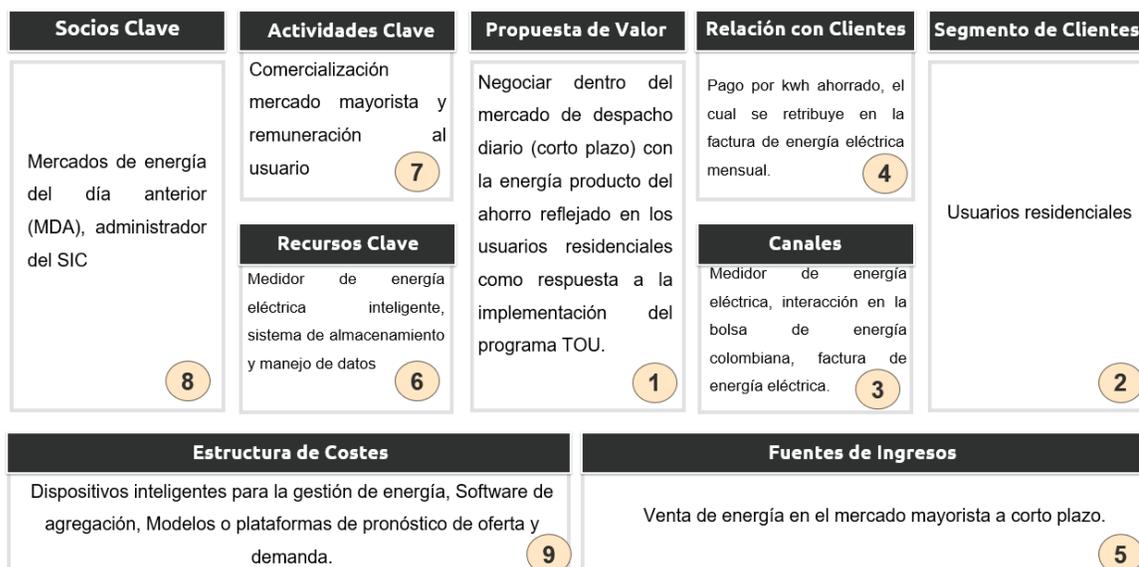
El escenario 1 hace referencia al caso en el cual los GIDI empiezan a negociar con programas de respuesta a la demanda, en este caso con programas TOU, por lo tanto, con ayuda de la implementación de un modelo Canvas se busca evidenciar en concreto los componentes y la estructura de prestar este tipo de servicios.

- **Propuesta de valor:** La propuesta de valor se centra en que los agentes GIDI negocien dentro del mercado de despacho diario (corto plazo) con la energía producto del ahorro reflejado en los usuarios residenciales como respuesta a la implementación del programa de tarifas por tiempo de uso, TOU
- **Segmento de clientes:** Los clientes se componen principalmente por los usuarios residenciales
- **Canales:** Medidor de energía eléctrica inteligente, interacción en la bolsa de energía colombiana, factura de energía eléctrica.
- **Relación con el cliente:** Los agentes GIDI ofrecen una retribución económica a los usuarios residenciales, en donde se establece un precio por kwh ahorrado como

resultado de la implementación de programas TOU, el cual se retribuye en la factura de energía eléctrica mensual.

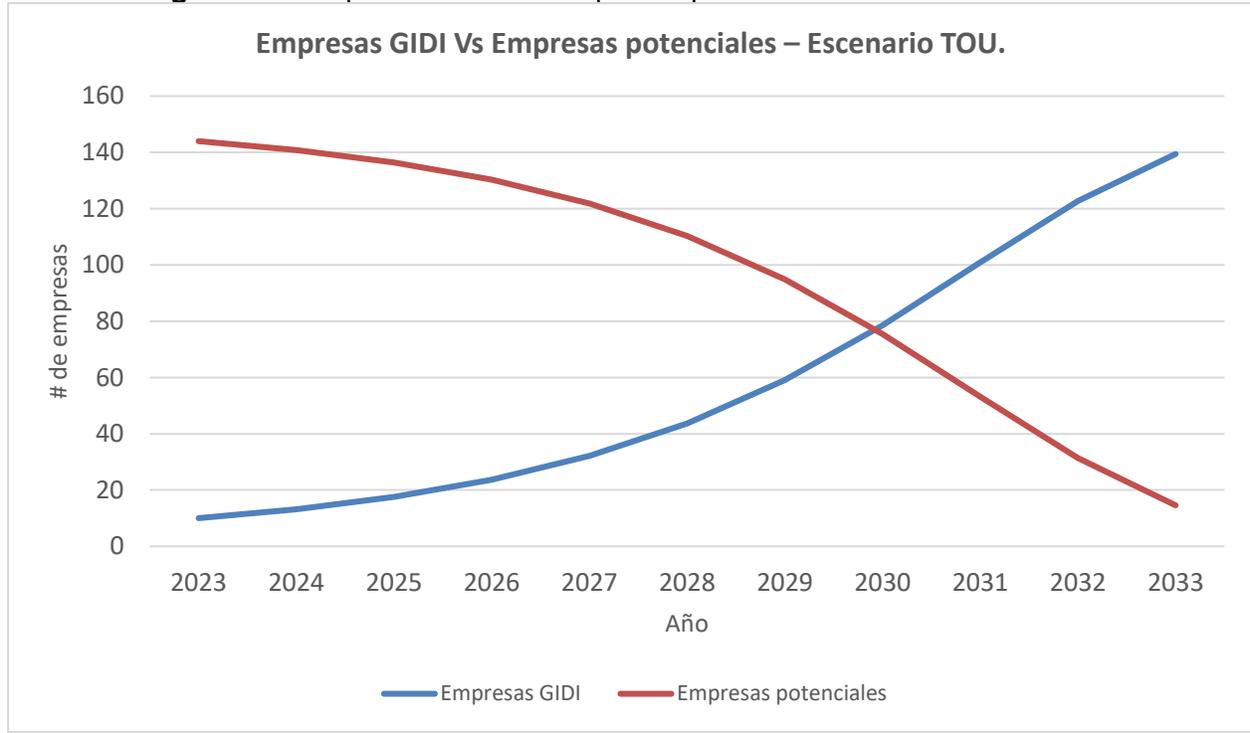
- **Flujo de ingresos:** Venta de energía en el mercado mayorista a corto plazo.
- **Recursos clave:** Medidor de energía eléctrica inteligente, sistema de almacenamiento y manejo de datos e información.
- **Actividades clave:** comercialización de energía dentro del mercado mayorista y remuneración al usuario por el ahorro de consumo.
- **Socios clave:** Mercados de energía del día anterior (MDA), administrador del SIC
- **Estructura de costos:** Dispositivos inteligentes para la gestión de energía, Software de agregación, Modelos o plataformas de pronóstico de oferta y demanda.

Figura 6-4: Modelo de Canvas – Escenario 1. TOU.



Fuente: Elaboración propia.

Una vez estructurado el modelo de negocio propuesto en este escenario resumido en la Figura 6-4, se evalúa la aplicación del mismo dentro del mercado eléctrico y se obtiene lo reflejado en la siguiente Figura 6-5 y en la tabla 6-2.

Figura 6-5: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6-2: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario TOU.

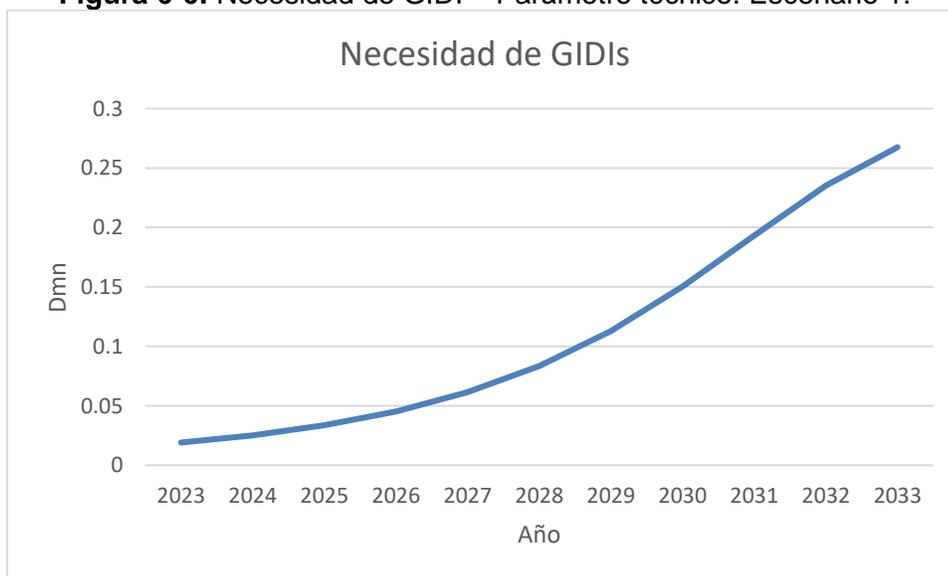
AÑO	Empresas GIDI	Empresas potenciales
2023	10	144
2024	13.1979	140.802
2025	17.6023	136.398
2026	23.6974	130.303
2027	32.126	121.874
2028	43.6634	110.337
2029	59.0469	94.9531
2030	78.4999	75.5001
2031	100.846	53.1537
2032	122.703	31.2968
2033	139.434	14.5661

Fuente: Elaboración propia.

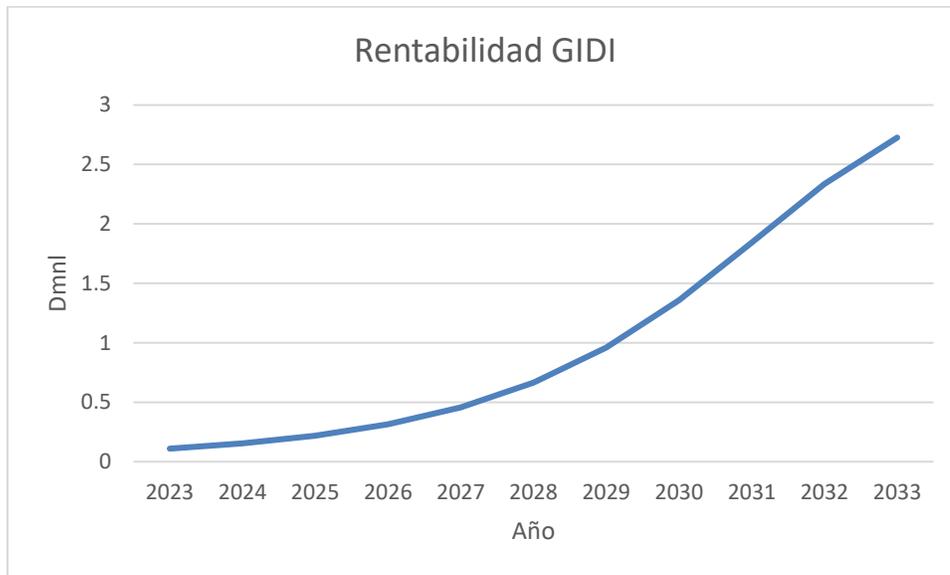
De esta forma, se observa que al establecer este modelo de negocio la inserción de las empresas GIDI se acelera en comparación al escenario base, aunque no logra alcanzar el potencial esperado dentro del rango de tiempo evaluado, a pesar de que se acerca bastante y no alcanza el punto de saturación.

El aumento en inserción de agentes GIDI se debe al comportamiento del parámetro técnico evaluado mediante la necesidad de los GIDI crece de tal forma que ahora el consolidado de la red dentro del camino hacia las Smart grid se encuentra entre un 1.9% y un 27% (Figura 6-6). Y del parámetro económico reflejado mediante la rentabilidad la cual acorde a la Figura 6-7 aumenta en comparación al caso base obteniendo para el año 2033 una rentabilidad de 2.7 la cual corresponde a más del doble en comparación al caso base.

Figura 6-6: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario 1.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6-7: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

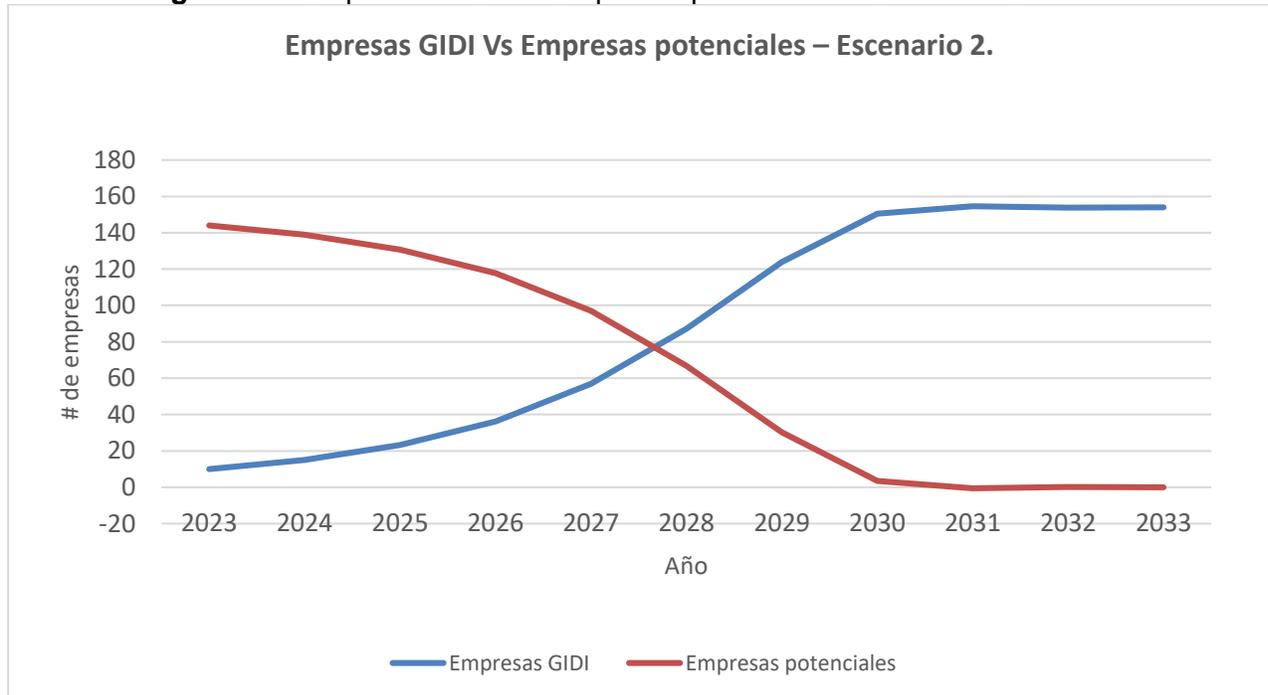
6.3 Escenario 2 – DLC

El escenario 2 hace referencia al caso en el cual los GIDI empiezan a negociar con programas de respuesta a la demanda, en este caso con programas DLC, por lo tanto, con ayuda de la implementación de un modelo Canvas se busca evidenciar en concreto los componentes y la estructura de prestar este tipo de servicios.

- **Propuesta de valor:** La propuesta de valor se centra en que los agentes GIDI negocien dentro del mercado de despacho diario (corto plazo) con la energía producto del ahorro reflejado en los usuarios residenciales como respuesta a la implementación del programa de control directo de carga.
- **Segmento de clientes:** Los clientes se componen principalmente por los usuarios residenciales
- **Canales:** Medidor de energía eléctrica inteligente, interacción en la bolsa de energía colombiana, factura de energía eléctrica, aplicativo RD que permita una comunicación bidireccional entre el agente y el usuario final.
- **Relación con el cliente:** Los agentes GIDI ofrecen una retribución económica a los usuarios residenciales, en donde se establece un precio por kwh ahorrado como

Una vez estructurado el modelo de negocio propuesto en este escenario resumido en la Figura 6-8, se evalúa la aplicación del mismo dentro del mercado eléctrico y se obtiene lo reflejado en la Figura 6-9 y en la tabla 6-3.

Figura 6-9: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario 2.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6-3: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales - Escenario DLC.

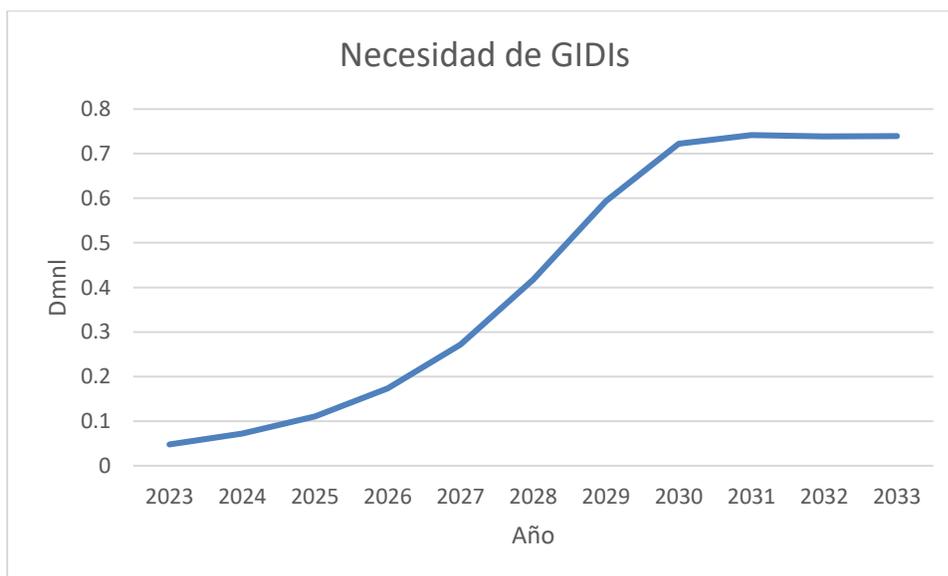
AÑO	Empresas GIDI	Empresas potenciales
2023	10	144
2024	15.09	138.91
2025	23.2207	130.779
2026	36.2783	117.722
2027	56.8833	97.1167
2028	87.1789	66.8211
2029	123.799	30.2007
2030	150.467	3.53288
2031	154.566	-0.566453
2032	153.882	0.118442
2033	154.024	-0.0244055

Fuente: Elaboración propia.

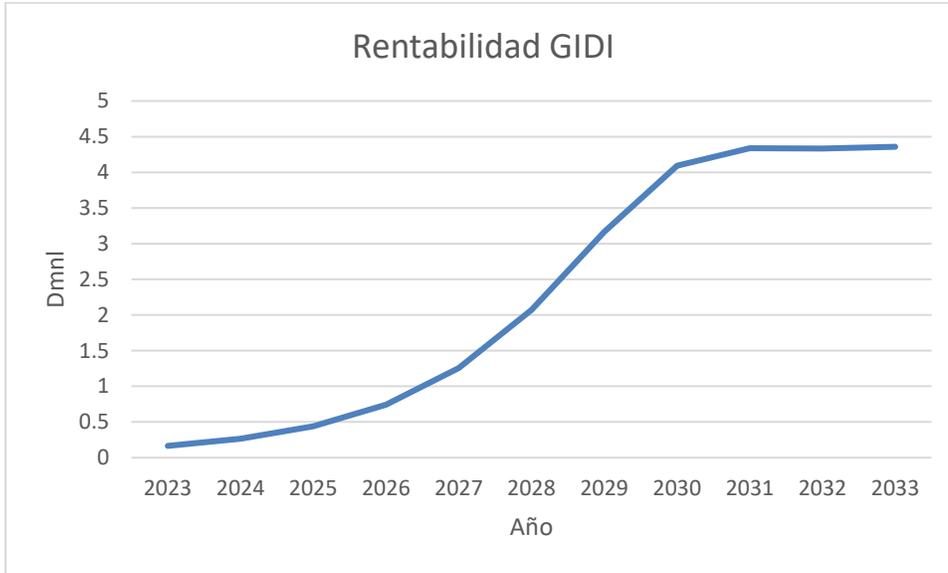
De esta forma, se observa que al establecer este modelo de negocio la inserción de las empresas GIDI se acelera en comparación a los escenarios anteriores, y alcanza el punto de saturación entre el año 2030 y 2031, superando las expectativas del potencial estimado.

El aumento en inserción de agentes GIDI se debe al comportamiento del parámetro técnico evaluado mediante la necesidad de los GIDI crece de tal forma que ahora el consolidado de la red dentro del camino hacia las Smart grid se encuentra entre un 4.8% y un 73.9% (Figura 6-10). Y del parámetro económico reflejado mediante la rentabilidad la cual acorde a la Figura 6-11 aumenta en comparación al caso TOU obteniendo para el año 2033 una rentabilidad de 4.5 la cual es 1.7 veces mayor que la obtenida en el escenario 1.

Figura 6-10: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario 2.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6-11: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

6.4 Escenario 3 – VPP

El escenario 3 corresponde a la administración de una planta de energía virtual VPP por parte de los agentes GIDI, los componentes y la estructura que definen este modelo de negocio se expresan mediante la implementación de un modelo Canvas, como se describe a continuación.

- **Propuesta de valor:** La propuesta de valor se centra en que los agentes GIDI administren una VPP y negocien dentro del mercado de despacho diario (corto plazo) con la energía producto del ahorro reflejado en los usuarios residenciales, el control y la administración de los DERs y sistemas de almacenamiento de energía.
- **Segmento de clientes:** Los clientes se componen principalmente por los usuarios residenciales
- **Canales:** Medidor de energía eléctrica inteligente, interacción en la bolsa de energía colombiana, factura de energía eléctrica, aplicativo RD que permita una comunicación bidireccional entre el agente y el usuario final, software de agregación que permita calcular el funcionamiento óptimo de cada unidad de la

VPP y permita la comunicación en tiempo real entre el agregador los componentes de la VPP y los usuarios finales y plataformas avanzados de pronóstico de oferta y demanda para la programación optimizada de recursos energéticos distribuidos despachables

- **Relación con el cliente:** Los agentes GIDI ofrecen una retribución económica a los usuarios residenciales, en donde se establece un precio por kwh ahorrado como resultado de la administración de los recursos disponible dentro de una VPP, el cual se retribuye en la factura de energía eléctrica mensual. Además, se tiene una comunicación bidireccional entre los usuarios y los GIDI que permita informarle al usuario el estado de todos los recursos que componen la VPP.
- **Flujo de ingresos:** Venta de energía en el mercado mayorista a corto plazo.
- **Recursos clave:** Medidor de energía eléctrica inteligente, sistema de almacenamiento y manejo de datos e información, sistema de control de carga, sistemas de automatización interoperables para la coordinación entre operadores de sistemas y usuarios finales.
- **Actividades clave:** comercialización de energía dentro del mercado mayorista, remuneración al usuario por el ahorro de consumo, control de carga a los usuarios residenciales, administración de los recursos energéticos distribuidos, sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos.
- **Socios clave:** Mercados de energía del día anterior (MDA), administrador del SIC.
- **Estructura de costos:** Dispositivos inteligentes para la gestión de energía, Software de agregación, Modelos o plataformas avanzados de pronóstico de oferta y demanda, aplicativo de interacción GIDI y clientes, protocolo interoperable de comunicación, electrodomésticos inteligentes que permitan el control remoto. software de agregación que permita calcular el funcionamiento óptimo de cada unidad de la VPP y permita la comunicación en tiempo real entre el agregador los componentes de la VPP y los usuarios finales.

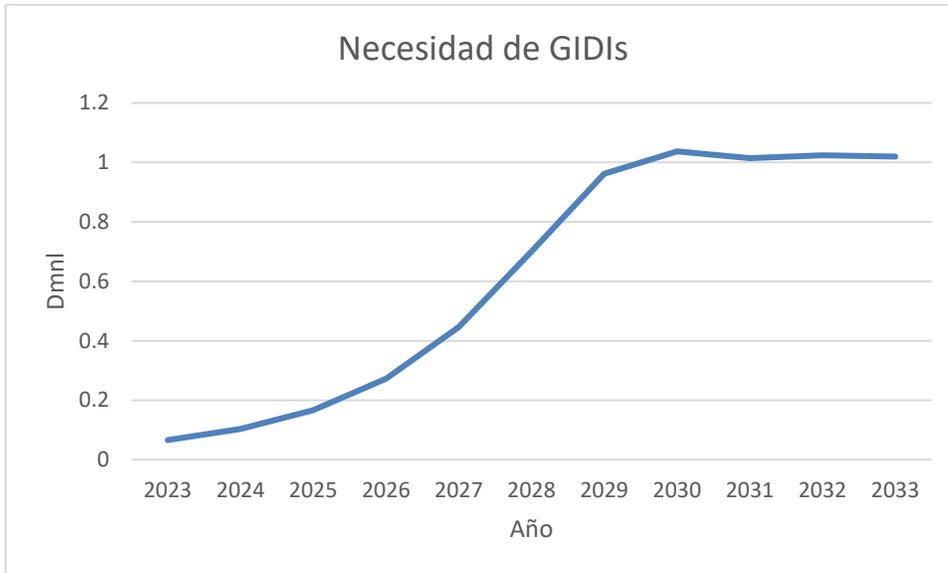
Tabla 6-4: Empresas GIDI Vs Empresas potenciales – Escenario VPP.

AÑO	Empresas GIDI	Empresas potenciales
2023	10	144
2024	15.7126	138.287
2025	25.2528	128.747
2026	41.2787	112.721
2027	67.4933	86.5067
2028	105.82	48.1796
2029	145.165	8.83461
2030	156.427	-2.42686
2031	152.982	1.01796
2032	154.382	-0.381904
2033	153.85	0.150383

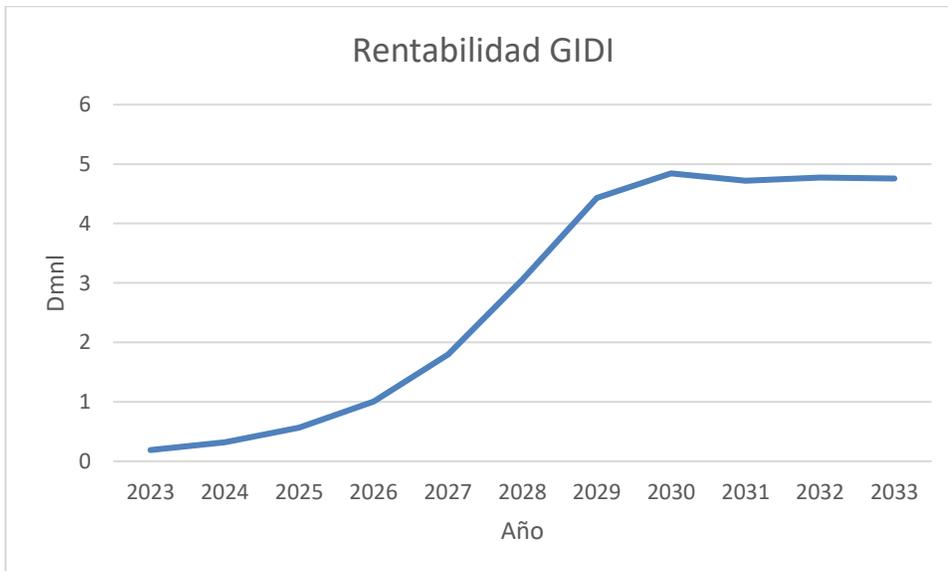
Fuente: Elaboración propia

De esta forma, se observa que al establecer este modelo de negocio la inserción de las empresas GIDI se acelera en comparación a los programas DLC únicamente durante los primeros años, y alcanza su punto de saturación en el mismo periodo de tiempo que en el escenario 2, mostrando a nivel general un comportamiento similar al de la implementación de programas de control directo de carga

El parámetro técnico evaluado mediante la necesidad de los GIDI por su parte crece de tal forma que ahora el consolidado de la red dentro del camino hacia las Smart grid se encuentra entre un 6.6% y un 100% (Figura 6-14). Por otro lado, el parámetro económico reflejado mediante la rentabilidad aumenta en una baja proporción en comparación al caso DLC obteniendo la rentabilidad máxima en el año 2030 y fluctuando hasta estabilizarse entre los años 2032 y 2033 (Figura 6-15).

Figura 6-14: Necesidad de GIDI – Parámetro técnico. Escenario 3.

Fuente: Elaboración propia.

Figura 6-15: Rentabilidad GIDI – Parámetro económico. Escenario 3.

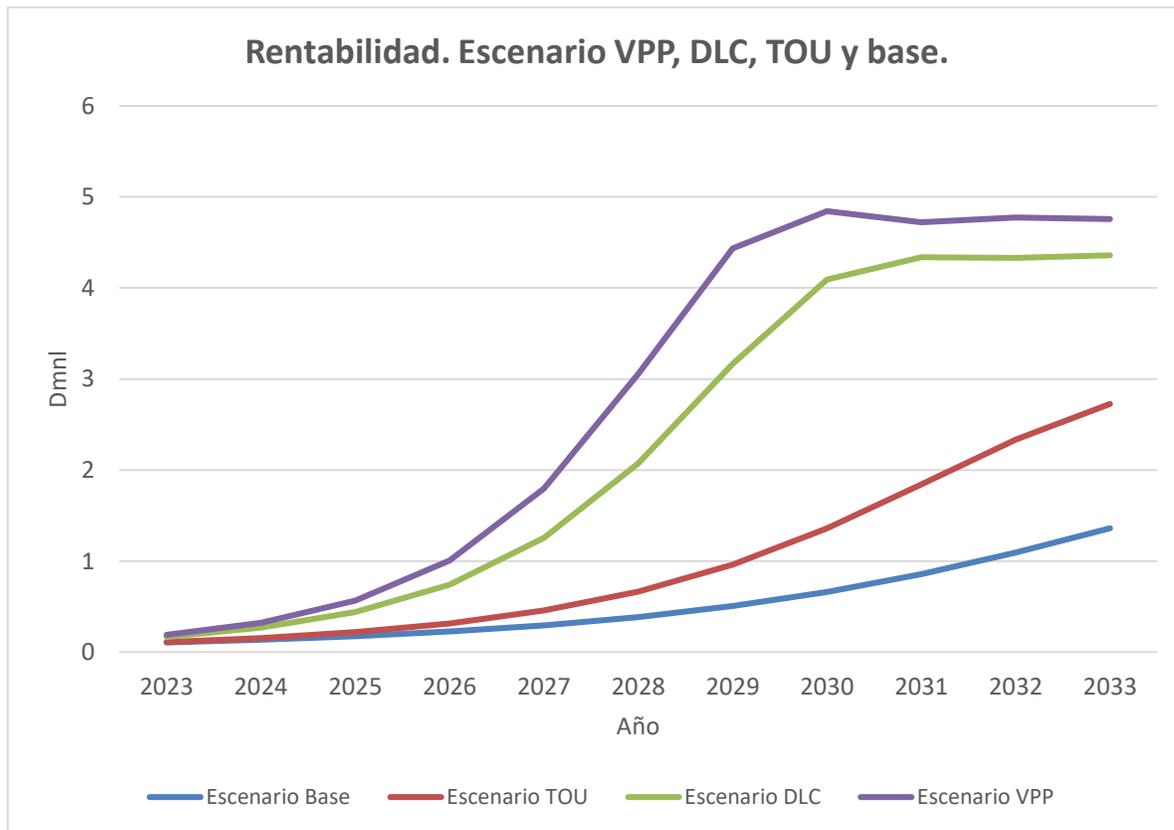
Fuente: Elaboración propia.

Luego de evaluar cada uno de los escenarios se puede observar cómo de acuerdo al tipo de programa de respuesta a la demanda y el estado de la red eléctrica varían los principales parámetros del modelo correspondientes a la rentabilidad (Figura 6-16) y la

necesidad de GIDI (Figura 6-17) y con ellos varía la inserción de los agentes GIDI dentro del mercado (Figura 6-18).

La rentabilidad (parámetro económico) varía entre 0 y 1 para el escenario base: entre 0 y 2.7 para el escenario 1 – TOU; entre 0 y 4.35 para el escenario 1 – DLC y entre 0 y 4.8 para el escenario 3 – VPP, esto debido al tipo de programa de respuesta a la demanda a implementar, así pues, entre más complejo sea el programa RD mayor será el nivel de carga controlable y la rentabilidad aumenta.

Figura 6-16: Rentabilidad. Escenario VPP, DLC, TOU y base.

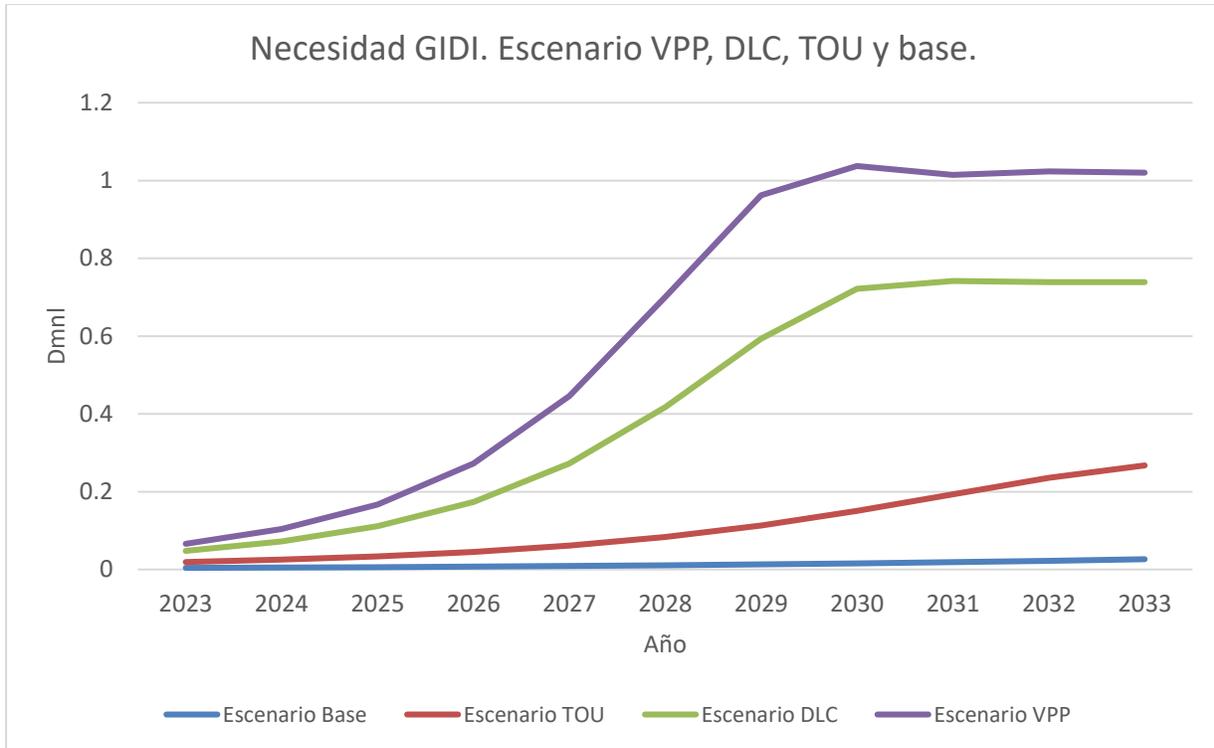


Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, la necesidad de GIDI (parámetro técnico) varía entre 0 y 0.026 para el escenario base; entre 0 y 0.27 para el escenario 1 – TOU; entre 0 y 0.74 para el escenario

2 – DLC y entre 0 y 1.02 para el escenario 3 – VPP esto debido a la variación del nivel de modernización de la red eléctrica, pues entre mayor sea este nivel mayor será el parámetro de necesidad de GIDI.

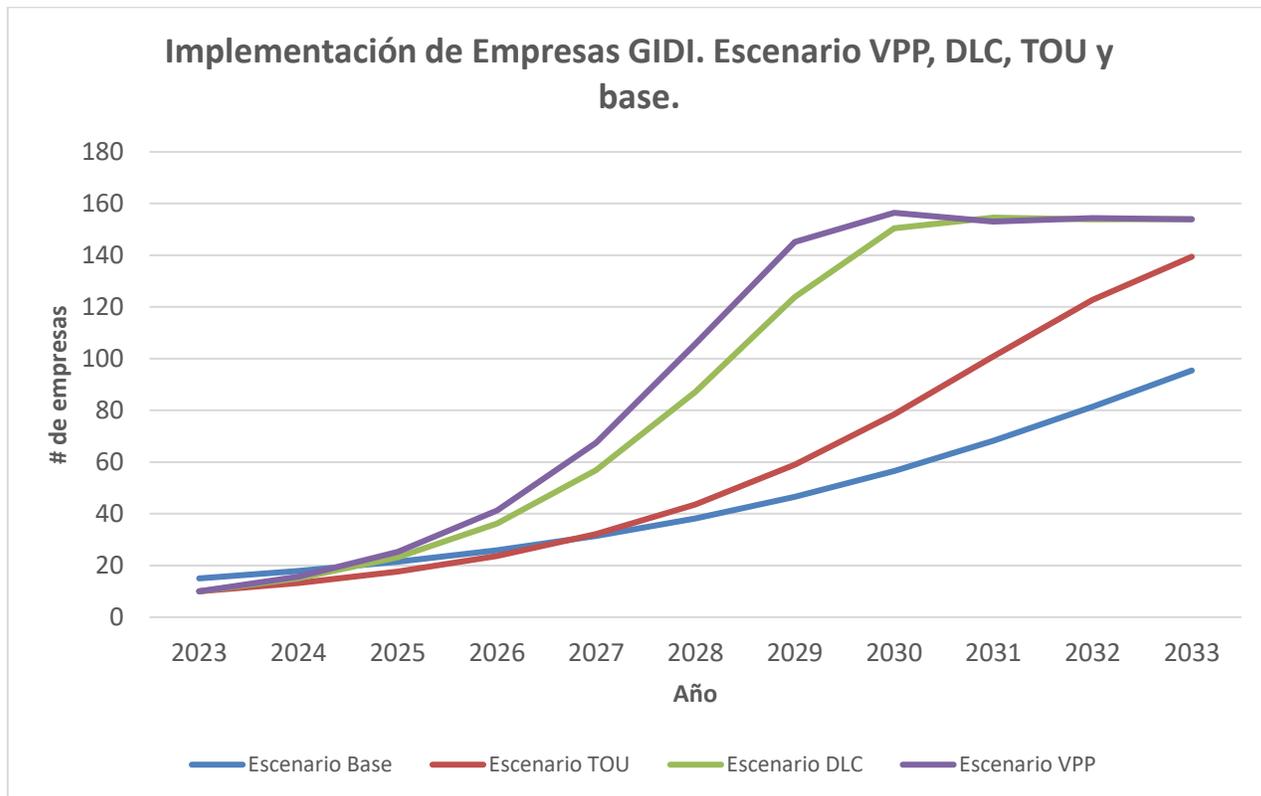
Figura 6-17: Necesidad GIDI. Escenario VPP, DLC, TOU y base.



Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se observa que el número de empresas para el caso base varía entre 15 y 95; para el escenario 1 – TOU varían entre 10 y 139; para el escenario 2 – DLC varían entre 10 y 154; para el escenario 3 – VPP varían entre 10 y 156, esto debido a que dependen de la variación de los parámetros técnico y económico.

Figura 6-18: Implementación de Empresas GIDI. Escenario VPP, DLC, TOU y base.



Fuente: Elaboración propia.

7. Conclusiones y futuros desarrollos.

A lo largo de este capítulo se exponen las conclusiones generales y los trabajos futuros de la ejecución de este proyecto investigativo.

7.1 Conclusiones generales

A continuación, se exponen las conclusiones generales de la presente tesis a partir de los objetivos planteados.

Objetivo específico 1: *Analizar las características del sistema de distribución eléctrico en Colombia en un contexto de redes inteligentes y participación activa de la demanda.*

- Se evaluó las principales características de la red de distribución eléctrica colombiana para 15 de los agentes más representativos del mercado energético, clasificándolos por regiones y estableciendo las particularidades que los catalogan dentro de cuatro fases que representan la transición hacia las redes inteligentes.
- Se determinó que aproximadamente 12% de los agentes se encuentran en una fase I; es decir, su estructura eléctrica es más de tipo mecánico, con pocos sistemas de gestión, monitoreo y control y sistemas de medida unidireccionales. 67% de los agentes se encuentran dentro de una fase II de modernización en donde se empieza con la implementación de sistemas de medida avanzada, principalmente con la instalación de medidores inteligentes. Adicionalmente, en esta fase ya se cuenta con la instalación de 10 al 15% de energías renovables dentro de la red con respecto a la capacidad de alojamiento de las redes de distribución y también hay evidencias de instalación de sistemas de gestión y control. 13% han alcanzado una fase III de modernización, mientras que ningún agente hace parte de la fase IV lo cual implica que ninguna empresa ha alcanzado el nivel de complejidad de una Smart grid.
- De manera general y con respecto a los avances tecnológicos evaluados mediante la inserción de sistemas de medida inteligente, sistemas de control y protección; sistemas de gestión de datos e información y la inserción de recursos energéticos distribuidos, la red de distribución eléctrica se encuentra dentro de las primeras etapas en el camino hacia las Smart grid, reflejando la necesidad de apoyo normativo, regulatorio y técnico que permita avanzar en este proceso de modernización en el marco de una transición energética.

Objetivo específico 2: *Diseñar un modelo técnico-económico que permita integrar aspectos referentes a la influencia de los gestores independientes de la información en el sector de las redes de distribución en Colombia.*

- Se diseñó un modelo en dinámica de sistemas que permite evaluar la inserción de los agentes GIDI dentro de la red de distribución eléctrica colombiana al analizar diferentes aspectos tanto técnicos como económicos, mediante la implementación de programas de respuesta a la demanda como servicio ofrecido por estos nuevos agentes. Los programas que se evaluaron corresponden a las tarifas por tiempo de uso, el control directo de carga y la administración de las denominadas Virtual Power Plants (VPP por sus siglas en inglés).

Así pues, se pudo observar que la implementación de programas de respuesta a la demanda aumentaría la inserción de los GIDI al mercado energético colombiano, debido a que dichos incentivos económicos aseguran la rentabilidad que requieren dichas empresas y se aumentaría la continuidad del suministro y eficiencia energética en el país dado que se aseguraría la participación activa de la demanda. El control directo de carga, aumenta el número de empresas GIDI aproximadamente en 10% con respecto a las tarifas TOU y 62% con respecto al caso base en donde no se implementa ningún modelo de negocio y refleja un comportamiento similar al de los modelos de negocios centrados en las VPP (figura 6-18).

Se identificó que los parámetros del modelo que tienen una mayor incidencia dentro del comportamiento del mismo corresponden a la necesidad de GIDI y la rentabilidad, siendo el primero la representación del nivel de modernización de la red (parámetro técnico) y el segundo la representación del impacto del control de carga y las estrategias de negocio y compensación por prestar los servicios propuestos por los GIDI.

La rentabilidad de los programas TOU es más del doble que la representada en el caso base, mientras que la rentabilidad en los programas DLC es 1.7 veces mayor que la de los programas TOU y únicamente varía un 0.05% con respecto a la del escenario 3 al administrar VPP (figura 6-16).

De esta forma se puede concluir que el programa que tiene un mejor impacto dentro de la implementación de los agentes GIDI al mercado representa el control directo de carga, puesto que, aunque se comporte similar al modelo de administración de VPP, este obtiene niveles de inserción de las empresas y de rentabilidad iguales a un menor costo de inversión inicial.

Esto demuestra que las empresas que se encuentren dentro de una fase III de modernización e implemente programas DLC en el sector residencial obtendrá los resultados más eficientes al empezar a prestar los servicios propuestos por los GIDI.

Objetivo específico 3: *Diseñar un modelo de negocio que potencialice la inserción de los agentes GIDI, en el margen de las características del mercado eléctrico colombiano a nivel de las redes de distribución eléctrica.*

- Se propuso un modelo de negocio basado en el modelo Canvas donde se resalta la identificación de las propuestas de valor posibles clientes, tendencias en los flujos de ingresos y recursos necesarios para ser implementados al mercado energético colombiano.
- Se identificó que la administración de la VPP representa un nivel de complejidad más elevado con respecto a los recursos clave y la estructura de costos en comparación a los demás modelos de negocio y requieren de una mayor interacción entre los agentes y los usuarios finales, el control de carga por su parte si bien tiene una estructura más avanzada que los programas TOU es más asequible dentro del marco del estado de la red actual.
- Se estableció que el modelo de negocio centrado en la implementación de tarifas por tiempo de uso no implica una mayor complejidad en su estructuración de costos, pero refleja la necesidad de ser respaldadas por una estructura regulatoria que fortalezca su implementación.

7.2 Aportes

Los principales aportes de este proyecto investigativo se centran en determinar los parámetros y los tipos modelos de negocio que permiten potencializar la inserción de los

agentes GIDI mediante la implementación de programas de respuesta a la demanda en el mercado regulado en Colombia.

Se estableció una serie de parámetros que permiten clasificar a los agentes del mercado energético colombiano actual dentro de un proceso de modernización de la red hacia las Smart grid. Observando así el estado actual de las redes de distribución colombianas en temas de inserción de recursos energéticos distribuidos, la implementación de sistemas de control y protección; sistemas de gestión de datos e información y de sistemas de medida avanzada.

Con la ayuda de dinámica de sistemas se establece un modelo técnico económico que permite evaluar la inserción de los nuevos agentes GIDI al mercado eléctrico al actuar como agregadores de demanda y así observar su rentabilidad y la influencia de los avances técnicos de la red en la implementación de nuevas empresas gestoras de datos e información.

Mediante la implementación de los sistemas Canvas se evalúa los resultados obtenidos a del modelo de tal forma que se pueda identificar con mayor claridad los componentes que estructuran cada modelo de negocio, desde la propuesta de valor hasta la estructura de costos, canales, clientes, flujos de ingresos, recursos, actividades y socios clave.

7.3 Trabajos futuros

Al evaluar el alcance del proyecto investigativo propuesto se observa que se puede ampliar su desarrollo en diferentes aspectos, tales como:

- Evaluar el comportamiento del modelo mediante la inserción de demás programas de respuesta a la demanda como el Precio pico crítico (CPP), Precios en tiempo real (RTP), Tasa de bloque inclinable (IBR), Carga interrumpible/reducible (CI), Demand Bidding /Buyback (DB).
- Ampliar el mercado dentro del cual negocian los agentes los cuales pueden ser den el mercado de energía intradiario, en el mercado de capacidad y en el mercado de servicios complementarios.

- Analizar la inspección de programas RD en usuarios del mercado no regulado correspondientes a los usuarios industriales y comerciales con altos consumos.
- Evaluar el comportamiento en tiempo real del control de carga y discriminarlo de acuerdo a casos específicos en el país de acuerdo a cada región.
- Analizar el impacto de incentivos regulatorios dentro de la inserción de los GIDI al negociar con RD.
- Analizar el impacto social dentro de la inserción de los GIDI al negociar con RD.

7.4 Discusión académica

La divulgación de la temática abordada en este proyecto investigativo se realizó mediante la participación de eventos y artículos mencionados a continuación:

- Ponencia en el X Simposio Internacional de la Calidad de la Energía – X SICEL 2021 desarrollado los días 13, 14 y 15 de octubre de 2021 con el artículo **“Business model for the introduction of aggregators to colombian electricity distribution networks, through demand response programs”**
- Participación dentro en el proyecto “BECA– PASANTÍA ESTUDIANTES DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA 2021” con el trabajo investigativo llamado **“DISEÑO DE UN MODELO QUE INTEGRE GESTORES INDEPENDIENTES DE INFORMACIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN COLOMBIA”**.
- Publicación en la revista Transactions on Energy Systems and Engineering Applications con el artículo **“Impacts of the Inclusion of Distributed Generation on Congestion of Distribution Networks and in the Islanding Operation Capability”**
- Publicación en la revista Transactions on Energy Systems and Engineering Applications con el artículo **“Introduction of Aggregators to Colombian Electricity Distribution Networks Through a Business Vision”**

8. Referencias

- [1] J. Aracil, *Dinámica de sistemas por Javier Aracil*, vol. 4. 2016.
- [2] J. Millán, J. Benavides, E. Schutt, M. Santa María, and N.-H. Von Der Fehr, “El mercado de la energía eléctrica en Colombia: Características, evolución e impacto sobre otros sectores,” no. Xm, p. 304, 2019, [Online]. Available: https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/2019/08/ACOLGEN_EL-MERCADO-DE-LA-ENERGÍA-ELÉCTRICA-EN-COLOMBIA-CARACTERÍSTICAS-EVOLUCIÓN-E-IMPACTO-SOBRE-OTROS-SECTORES.pdf.
- [3] F. P. Sioshansi, *Smart Grid - Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*, Menlo Ener. 2012.
- [4] CREG, *Resolución No. 219 DE 2020*. Colombia, 2020.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, *Resolución 101 001*, no. Rees 1997. 2020.
- [6] CREG, *Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN*, no. 1063. 2020.
- [7] “Creg101 001.” .
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, *Se establecen las condicinoes para la implementacion dela infraestrucutra de medicion avanzada en el SIN - Resolución 131 de 2020*. 2020.
- [9] S. Burger, J. P. Chaves-ávila, and and I. J. . P.-A. Carlos Batlle, “The Value of Aggregators in Electricity Systems,” *MIT Cent. Energy Environ. Policy Res.*, vol. CEEPR WP 2, no. January, p. 29, 2016.
- [10] Ö. Okur, P. Heijnen, and Z. Lukszo, “Aggregator’s business models in residential and service sectors: A review of operational and financial aspects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, no. October 2020, p. 110702, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110702.
- [11] A. Stratigea, G. Somarakis, and M. Panagiotopoulou, *Smart Cities in the Mediterranean. Coping with Sustainability Objectives in Small and Medium-sized Cities and Island Communities*. 2017.
- [12] R. H. Katz *et al.*, “An information-centric energy infrastructure: The Berkeley view,” *Sustain. Comput. Informatics Syst.*, vol. 1, no. 1, pp. 7–22, 2011, doi: 10.1016/j.suscom.2010.10.001.
- [13] K. Bruninx, H. Pandžić, H. Le Cadre, and E. Delarue, “On the Interaction between

- Aggregators, Electricity Markets and Residential Demand Response Providers,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 2, pp. 840–853, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2943670.
- [14] M. Khoshjahan, M. Soleimani, and M. Kezunovic, “Optimal participation of PEV charging stations integrated with smart buildings in the wholesale energy and reserve markets,” *2020 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2020*, pp. 20–24, 2020, doi: 10.1109/ISGT45199.2020.9087686.
- [15] C. F. Calvillo, Á. S. Miralles, T. G. S. Román, and Ismael J. Fern, “Business Models Towards the Effective Integration of Electric Vehicles in the Grid,” no. October 2014, pp. 45–56.
- [16] T. G. San Román, I. Momber, M. R. Abbad, and Á. Sánchez Miralles, “Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 6360–6375, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.07.037.
- [17] J. Mullan, D. Harries, T. Bräunl, and S. Whitely, “The technical, economic and commercial viability of the vehicle-to-grid concept,” *Energy Policy*, vol. 48, pp. 394–406, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.05.042.
- [18] S. L. Andersson *et al.*, “Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 6, pp. 2751–2762, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.01.006.
- [19] M. D. Galus, M. Zima, and G. Andersson, “On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6736–6745, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.06.043.
- [20] C. Gouveia, D. Rua, F. J. Soares, C. Moreira, P. G. Matos, and J. A. P. Lopes, “Development and implementation of Portuguese smart distribution system,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 120, pp. 150–162, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.06.004.
- [21] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, “Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response,” *Appl. Energy*, vol. 138, pp. 695–706, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.10.048.
- [22] C. F. Calvillo, A. Sánchez-Miralles, J. Villar, and F. Martín, “Optimal planning and operation of aggregated distributed energy resources with market participation,” *Appl. Energy*, vol. 182, pp. 340–357, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.117.
- [23] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, and T. Salonidis, “The role of aggregators in smart grid demand response markets,” *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 31, no. 7, pp. 1247–1257, 2013, doi: 10.1109/JSAC.2013.130708.
- [24] M. Tavasoli, M. H. Yaghmaee, and A. H. Mohajerzadeh, “Optimal placement of data aggregators in smart grid on hybrid wireless and wired communication,” *2016 4th IEEE Int. Conf. Smart Energy Grid Eng. SEGE 2016*, pp. 332–336, 2016, doi:

10.1109/SEGE.2016.7589547.

- [25] E. Peeters, D. Six, M. Hommelberg, R. Belhomme, and F. Bouffard, "The ADDRESS project: An architecture and markets to enable active demand," *2009 6th Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM 2009*, pp. 1–5, 2009, doi: 10.1109/EEM.2009.5207145.
- [26] S. Karnouskos, D. Ilic, and P. G. Da Silva, "Using flexible energy infrastructures for demand response in a Smart Grid city," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 1–7, 2012, doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465859.
- [27] H. Pires, A. M. Carreiro, G. Pereira, R. Carreira, J. P. Trovao, and J. Landeck, "IP@Smart - Energy management system applied to eco-efficient public lighting networks," *2014 IEEE Veh. Power Propuls. Conf. VPPC 2014*, 2014, doi: 10.1109/VPPC.2014.7007094.
- [28] M. Delfanti, G. Esposito, V. Olivieri, and D. Zaninelli, "SCUOLA project: The hub of smart services for cities and communities," *2015 Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2015*, vol. 5, pp. 1502–1506, 2015, doi: 10.1109/ICRERA.2015.7418658.
- [29] S. Karnouskos, "Demand Side Management via prosumer interactions in a smart city energy marketplace," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 1–7, 2011, doi: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162818.
- [30] G. Castagneto Gissey, D. Subkhankulova, P. E. Dodds, and M. Barrett, "Value of energy storage aggregation to the electricity system," *Energy Policy*, vol. 128, no. February, pp. 685–696, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.01.037.
- [31] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle, and I. J. Pérez-Arriaga, "A review of the value of aggregators in electricity systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. February, pp. 395–405, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.014.
- [32] J. E. Contreras-Ocaña, M. A. Ortega-Vazquez, and B. Zhang, "Participation of an energy storage aggregator in electricity markets," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1171–1183, 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2736787.
- [33] S. Bhattacharya, T. Cuijk van, and R. Fonteijn, "Integrating Smart Storage and Aggregators for Network Congestion Management & Voltage Support in a Pilot Project," *25th Int. Conf. Electr. Distrib. (CIRED), Madrid*, no. June, pp. 3–6, 2019.
- [34] H. Lotfi and R. Ghazi, "Optimal participation of demand response aggregators in reconfigurable distribution system considering photovoltaic and storage units," *J. Ambient Intell. Humaniz. Comput.*, vol. 12, no. 2, pp. 2233–2255, 2021, doi: 10.1007/s12652-020-02322-2.
- [35] Renewable International Energy Agency, "Aggregators Innovation Landscape Brief," Abu Dhabi, 2019. [Online]. Available: www.irena.org.

- [36] I. Lampropoulos, G. M. A. Vanalme, and W. L. Kling, "A methodology for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur.*, no. December, 2010, doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638967.
- [37] C. Kieny, B. Berseneff, N. Hadjsaid, Y. Besanger, and J. Maire, "On the concept and the interest of Virtual Power plant: Some results from the European project FENIX," *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, pp. 1–6, 2009, doi: 10.1109/PES.2009.5275526.
- [38] K. El Bakari and W. L. Kling, "Development and operation of virtual power plant system," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 1–5, 2011, doi: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162710.
- [39] S. Littlechild, "Retail competition in electricity markets - expectations, outcomes and economics," *Energy Policy*, vol. 37, no. 2, pp. 759–763, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.089.
- [40] C. Defeuilley, "Retail competition in electricity markets," *Energy Policy*, vol. 37, no. 2, pp. 377–386, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2008.07.025.
- [41] R. Haider, D. D'Achiardi, V. Venkataramanan, A. Srivastava, A. Bose, and A. M. Annaswamy, "Reinventing the utility for distributed energy resources: A proposal for retail electricity markets," *Adv. Appl. Energy*, vol. 2, no. April, p. 100026, 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100026.
- [42] T. Zhang, H. Pota, C. C. Chu, and R. Gadh, "Real-time renewable energy incentive system for electric vehicles using prioritization and cryptocurrency," *Appl. Energy*, vol. 226, no. June, pp. 582–594, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.06.025.
- [43] B. Blockchain, "An Architecture for Distributed Energies Trading in," vol. 14, no. 8, pp. 1–13, 2015.
- [44] Y. Wang, Z. Su, Q. Xu, N. Zhang, M. Fei, and Y.-C. Tian, "A Secure Charging Scheme for Electric Vehicles with Smart Communities in Vehicular Networks," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 68, no. 9, pp. 8487–8501, 2019, doi: 10.1109/TVT.2019.2923851.
- [45] M. Sabounchi and J. Wei, "Towards Resilient Networked Microgrids: Blockchain-Enabled Peer-to-Peer Electricity Trading Mechanism," *2017 IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr.*, pp. 0–4, 2017, doi: 10.1109 / EI2.2017.8245449.
- [46] M. L. Di Silvestre *et al.*, "Blockchain for power systems: Current trends and future applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 119, no. January 2019, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109585.
- [47] R. Deng, Z. Yang, M. Y. Chow, and J. Chen, "A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 11, no. 3, pp. 570–582, 2015, doi: 10.1109/TII.2015.2414719.

-
- [48] U.S. Department of Energy, "BENEFITS OF DEMAND RESPONSE IN ELECTRICITY MARKETS AND RECOMMENDATIONS FOR ACHIEVING THEM," no. February, 2006.
- [49] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2008.04.002.
- [50] Colombia Inteligente, Ministerio de Minas y Energía (MME), and Centro de Investigación de Agricultura Tropical, "RESPUESTA DE LA DEMANDA ESTRATEGIA PARA LA MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO GTC Demanda activa," p. 9, 2018.
- [51] Energya SAS, "Producto 3 Consultoría: 'Apoyar la definición de la actividad de agregación de demanda, la determinación de sus características y requisitos, y su relación con usuarios y agentes del mercado,'" pp. 1–47, 2022.
- [52] E. Hale *et al.*, "Potential Roles for Demand Response in High-Growth Electric Systems with Increasing Shares of Renewable Generation," *Tech. Rep.*, vol. NREL/TP-6A, no. December, 2018, [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70630.pdf>.
- [53] I. International Renewable Energy Agency, "Aggregators INNOVATION LANDSCAPE BRIEF," *E-Journal Invasion*, pp. 101–125, 2019, doi: 10.1016/b978-1-84334-144-4.50003-3.
- [54] J. MacDonald, P. Cappers, D. Callaway, and S. Kiliccote, "Demand response providing ancillary services," *Present. Grid-Interop*, 2012.
- [55] N. Naseri, S. Talari, W. Ketter, and J. Collins, "Dynamic retail market tariff design for an electricity aggregator using reinforcement learning," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 212, no. October 2021, p. 108560, 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108560.
- [56] El Congreso de Colombia, *Ley 143 de 1994 (Julio 11)*. 1994, pp. 3–4.
- [57] XM, "En abril, la demanda de energía en Colombia aumentó 1,85% en comparación con el mismo mes del año anterior," 2023. <https://www.xm.com.co/noticias/5893-en-abril-la-demanda-de-energia-en-colombia-aumento-185-en-comparacion-con-el-mismo>.
- [58] Energya Consultores and CREG, "Consultoría: 'Apoyar la definición de la actividad de agregación de demanda, la determinación de sus características y requisitos, y su relación con usuarios y agentes del mercado,'" pp. 1–278, 2022.
- [59] D. L. García, "Caracterización de un esquema remunerativo para la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de frecuencia en el mercado eléctrico colombiano," Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, 2019.

-
- [60] S. M. Baladi, J. A. Herriges, and T. J. Sweeney, "Residential response to voluntary time-of-use electricity rates," *Resour. Energy Econ.*, vol. 20, no. 3, pp. 225–244, 1998, doi: 10.1016/s0928-7655(97)00025-0.
- [61] C. Bartusch and K. Alvehag, "Further exploring the potential of residential demand response programs in electricity distribution," *Appl. Energy*, vol. 125, pp. 39–59, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.03.054.
- [62] S. S. S. Farahani, M. B. Tabar, H. Tourang, B. Yousefpour, and M. Kabirian, "Using exponential modeling for DLC demand response programs in electricity markets," *Res. J. Appl. Sci. Eng. Technol.*, vol. 4, no. 7, pp. 749–753, 2012.
- [63] A. Faruqui, R. Hledik, and S. Sergici, "A Survey of Residential Time- Of-Use (TOU) Rates," p. 24, 2019, [Online]. Available: https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/17904_a_survey_of_residential_time-of-use_tou_rates.pdf.
- [64] A. Khalid, N. Javaid, A. Mateen, M. Ilahi, T. Saba, and A. Rehman, "Enhanced time-of-use electricity price rate using game theory," *Electron.*, vol. 8, no. 1, pp. 1–26, 2019, doi: 10.3390/electronics8010048.
- [65] J. D. Sterman, *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*, vol. 19. Irwin/McGraw-Hill Boston, 2000.
- [66] K. U. Rao and V. V. N. Kishore, "A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 3, pp. 1070–1078, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2009.11.007.
- [67] A. Masini and P. Frankl, "Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach," *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 70, no. 1, pp. 39–65, Jan. 2003, doi: 10.1016/S0040-1625(01)00183-4.
- [68] P. Purohit and T. C. Kandpal, "Renewable energy technologies for irrigation water pumping in India: Projected levels of dissemination, energy delivery and investment requirements using available diffusion models," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 9, no. 6, pp. 592–607, 2005, doi: 10.1016/j.rser.2004.07.002.
- [69] E. M. Ben Maalla and P. L. Kunsch, "Simulation of micro-CHP diffusion by means of System Dynamics," *Energy Policy*, vol. 36, no. 7, pp. 2308–2319, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.01.026.
- [70] K. L. Dykes, M. Bean, and J. Cook, "System modeling for the large-scale diffusion of multiple electricity technologies in an urban distribution network," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039454.
- [71] E. Alishahi, M. P. Moghaddam, and M. K. Sheikh-EI-Eslami, "A system dynamics approach for investigating impacts of incentive mechanisms on wind power investment," *Renew. Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 310–317, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.06.026.

- [72] S. Ximena, C. Quintero, / Juan, D. M. Jiménez, J. David, and M. Jiménez, "Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico The impact of distributed generation on the colombian electrical power system: a dynamic-system approach," *Tecnura*, vol. 17, no. 35, pp. 77–89, 2013.
- [73] M. Castaño-Gómez and J. J. García-Rendón, "Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia," *Lect. Econ.*, no. 93, pp. 23–64, 2020, doi: 10.17533/udea.le.n93a338727.
- [74] S. Carvajal-Quintero, A. Arango-Manrique, S. Arango-Aramburo, and C. Younes-Velosa, "A study of incentives to increase the use of DG in Colombia based on a system dynamics modeling," *A study Incent. to increase use DG Colomb. based a Syst. Dyn. Model.*, vol. 31, no. 2, pp. 58–65, 2011.
- [75] J. Sebastián, G. Marín, J. Sebastián, and G. Marín, "Propuesta de implementación de programas de gestión de demanda de energía eléctrica para el sector residencial en Colombia Propuesta de implementación de programas de gestión de demanda de energía eléctrica para el sector residencial en Colombia," p. 126, 2015, [Online]. Available: <http://bdigital.unal.edu.co/56199/1/1053771901.2015.pdf>.
- [76] S. X. C. Quintero and S. A. Aramburo, "Simulación para la evaluación de una propuesta de remuneración del servicio de arranque autónomo en Colombia," *Rev. Fac. Ing.*, no. 59, pp. 267–276, 2011.
- [77] J. A. Quizhpi Nieves and F. F. Sichiqli Velecela, "Metodología y procedimientos para el desarrollo de un modelo de simulación aplicado a la industria utilizando el enfoque de la dinámica de sistemas," p. 111, 2019.
- [78] J. Arias Gaviria, "Modelamiento y simulación de curvas de aprendizaje para tecnologías de energía renovable en Colombia," Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [79] M. B. López, L. C. R. Sarmiento, and P. J. R. Sánchez, "Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano.," *Ing. y Desarro.*, vol. 34, no. 2, pp. 394–419, 2016, [Online]. Available: <http://10.0.56.146/inde.33.2.6368%5Cnhttp://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=fua&AN=117676909&lang=es&site=ehost-live>.
- [80] P. I. SÁNCHEZ and J. D. LÓPEZ, "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE VEHÍCULOS CON CELDAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA," *Prog. Retin. Eye Res.*, vol. 561, no. 3, pp. S2–S3, 2019.
- [81] A. Arango, "Evaluación Técnica y de Mercado de la Operación de una Microrred en Modo Aislado dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia con Ambiente Desregulado," Universidad Nacional de Colombia, 2017.

-
- [82] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, “Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022-2036,” 2023.
- [83] XM, “Precio de bolsa y escasez,” 2023. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>.
- [84] H. A. Gómez and C. E. Vallejo, “Análisis de mecanismos para la aplicación de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano,” *Univ. Eafit - Esc. Econ. Y Finanz.*, p. 140, 2016, [Online]. Available: https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11242/HéctorAndrés_GómezMarín_CarlosEduardo_VallejoBetancur_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y.
- [85] W. Hidalgo and E. M. Garcia, “Óptima Respuesta De La Demanda Residencial, Usando Tarifas Dinámicas Basadas En El Negawatt,” 2018.
- [86] H. K. Trabish, “Un impulso emergente para las tarifas de tiempo de uso genera nuevos debates sobre los impactos en el cliente y la red,” pp. 1–10, 2019.
- [87] American Public Power Association, “Moving Ahead with Time of Use Rates,” 2020.
- [88] H. Tarish, O. Hang, and W. Elmenreich, “Dynamic residential load scheduling based on an adaptive consumption level pricing scheme,” pp. 27–35, 2016.
- [89] Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, *Resolución CREG 063 de 2010*. 2010.
- [90] V. A. H. ARIAS, “AGREGADOR DE RESPUESTA DE LA DEMANDA BASADO EN INCENTIVOS,” 2017.
- [91] T.-H. Jin, H. Park, M. Chung, K.-Y. Shin, A. Foley, and L. Cipcigan, “Review of Virtual Power Plant Applications for Power System Management and Vehicle-to-Grid Market Development,” vol. 65, no. 12, pp. 2251–2261, 2016.
- [92] H. Mortaji, S. H. Ow, M. Moghavvemi, and H. A. F. Almurib, “Load Shedding and Smart-Direct Load Control Using Internet of Things in Smart Grid Demand Response Management,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 6, pp. 5155–5163, 2017, doi: 10.1109/TIA.2017.2740832.
- [93] Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, “Lista de Empresas de Energía - Distribución-Comercialización,” 2023.
- [94] AEMC, “Wholesale demand response mechanism, Rule determination,” p. 262.
- [95] C. Clavijo, “Modelo Canvas: ¿qué es, para qué sirve y cómo se utiliza?,” *HubSpot*, Feb. 2020. .
- [96] F. Z. Reinoso, N. G. Jara, C. Nieto, L. Gallón, and D. P. Giraldo, “Geothermal Energy Sources Through The Methodology Of System Dynamics : Ecuador Case,” no. October, p. 7, 2016.

-
- [97] H. Qudrat-Ullah, *The Physics of Stocks and Flows of Energy Systems*. 2016.
- [98] L. D. C. Narváez and J. F. A. Castillo, "MODELO DE DIFUSIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA NO CONVENCIONAL PARA EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ECUADOR," UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA CARRERA, 2018.
- [99] S. X. C. Quintero, "Análisis de servicios complementarios en sistemas de potencia eléctricos en ambientes de mercados," Universidad Nacional de Colombia, 2013.
- [100] S. B. Sánchez, "Estrategias Técnico - Regulatorias para la Implementación de la Infraestructura AMI en Colombia en el 2030," Universidad Nacional de Colombia, 2022.
- [101] XM, "Informe Demandas Enero 2022," p. 10, 2022.
- [102] XM, "Informe general del mercado Febrero 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: https://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf.
- [103] XM, "Informe de Demanda y Fronteras Noviembre 2022," p. 12, 2022.
- [104] XM, "Informe General del Mercado Diciembre 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: http://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/00_General_Mercado_12_2020.pdf.
- [105] XM, "Informe general del mercado Marzo 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: https://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf.
- [106] XM, "Informe de Demanda y Fronteras Abril 2022," p. 10, 2022.
- [107] XM, "Informe de Demandas y Fronteras Mayo 2022," p. 10, 2022.
- [108] XM, "Informe general del mercado junio 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: https://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf.
- [109] XM, "Informe general del mercado julio 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: https://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf.
- [110] XM, "Informe general del mercado agosto 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: https://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf.
- [111] XM, "Informe general del mercado septiembre 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: https://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Anlisis del Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf.

- [112] XM, "Informe general del mercado octubre 2022," p. 11, 2022, [Online]. Available: https://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Analisis del Mercado/00_General_Mercado_06_2017.pdf.

A. Anexo: Estructura dinámica de sistemas y modelos de difusión

1. **Diagrama causal:** Se conoce diagrama causal o diagrama de influencias a la representación de la estructura del sistema, la cual consta de un conjunto de las relaciones entre sus elementos. En su forma más simple el diagrama causal está formado por lo que se conoce como un gráfico orientado Figura 9-1. Las flechas representan la relación entre partes del sistema. A esta flecha se le puede asociar un símbolo el cual indica si las variaciones del antecedente y del consecuente son, o no, del mismo signo.

Figura A-1: Relación entre las variables A y B.

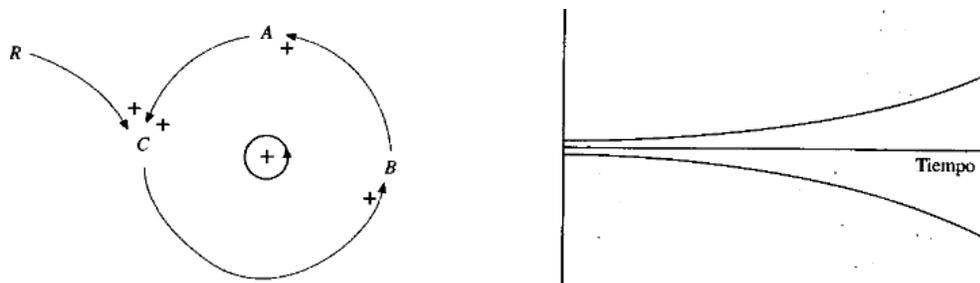


Fuente: Tomado de [1].

Si entre A y B existe una relación de influencia positiva esto quiere decir que, si A se incrementa, lo mismo sucederá con B; y, por el contrario, si A disminuye, así mismo lo hará B. Por otra parte, si la influencia fuese negativa, un incremento de A seguiría de una disminución de B, y viceversa. De este modo, asociando un signo a todas las relaciones de influencia de un sistema, se obtiene un diagrama que suministra una información más detallada sobre la estructura de un sistema, aunque continúen conservando su carácter cualitativo [1], [96].

2. **Bucles de realimentación:** Los bucles de realimentación se componen por la unión de un grupo de variables interconectadas por relaciones causales las cuales pueden ser positivas o negativas y constituyen un camino cerrado que empieza en una variable inicial y culmina en la misma variable. Estos bucles representan cadenas de influencia circulares cerradas y permiten explicar determinadas formas del comportamiento que son específicas de su estructura, e independientes de los efectos externos a los que se ve sometido el sistema. Existen dos tipos básicos de bucles de realimentación, los bucles de realimentación positiva o de refuerzo, y los bucles de realimentación negativa o estabilizadores [1], [97].
3. **Bucles de realimentación positiva:** Los bucles de realimentación positiva o de refuerzo, son aquellos en los que la variación de un elemento se propaga a lo largo del bucle, de manera que acentúa dicha variación inicial. Esa primera variación puede ser tanto un incremento como una disminución de un valor determinado. Este tipo de bucle genera un comportamiento de crecimiento o decrecimiento del sistema que lo aleja del punto de equilibrio. Es decir, tiende a desestabilizar los sistemas de forma exponencial, tal como se muestra en la figura 5-2 [1], [97].

Figura A-2: Estructura de realimentación positiva y comportamiento correspondiente.

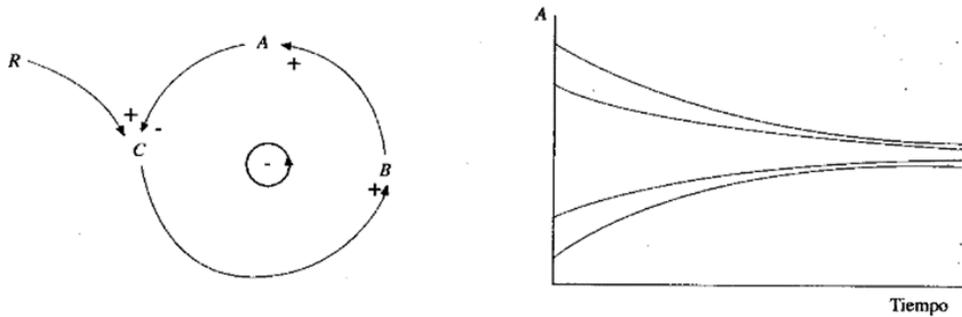


Fuente: Tomado de [1].

4. **Bucles de realimentación negativa:** Los bucles de realimentación negativa también conocidos como estabilizadores son aquellos dentro de los cuales la variación de uno de los elementos se transmite a lo largo del bucle de tal manera que se genera un impacto que a su vez influye en la variación inicial. Estos bucles son la base de cualquier sistema de control o regulación tanto natural como artificial

y tienden a buscar asintóticamente un equilibrio, tal como se observa en la Figura 5-3 [1], [97].

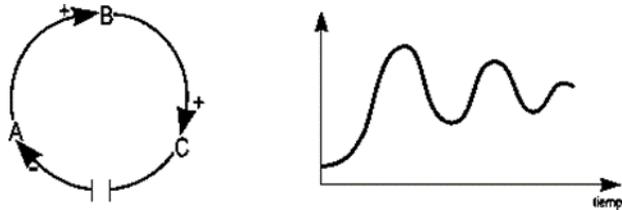
Figura A-3: Estructura de realimentación positiva y comportamiento correspondiente.



Fuente: Tomado de [1].

5. **Retardos:** Los retardos influyen de manera significativa el comportamiento del sistema dependiendo del caso en el que se aplique, por ejemplo, dentro de un bucle de retroalimentación positiva representan una lentitud en el crecimiento, mientras que en un bucle realimentación negativa, se representa mediante una doble raya vertical sobre la flecha y su posible comportamiento se refleja en la figura 5-4 [1].

Figura A-4: Retraso dentro de un bucle de retroalimentación negativa.



Fuente: Tomado de [1].

6. **Modelo de Bass:** El modelo de Bass consiste en una ecuación diferencial, la cual describe el proceso de difusión de nuevos productos en el mercado. En esta dinámica de difusión los posibles adoptantes se clasifican en: Innovadores (influenciados por los medios de comunicación) e imitadores (influenciados por la comunicación personal, el efecto boca a boca). La tasa de adopción depende del grado de innovación e imitación entre los posibles adoptantes, tal como se expresa en la siguiente ecuación [98].

$$z'(t) = p * (m - z(t)) + q * \left(\frac{z(t)}{m}\right) * (m - z(t))$$

Donde:

- $z'(t)$ = tasa de adopción.
 - m = mercado potencial.
 - $z(t)$ = adoptantes potenciales.
 - p = efectividad de la campaña.
 - q = tasa de contacto.
 - t = tiempo.
7. **Curvas de aprendizaje:** Este tipo de procesos se han aplicado en diferentes modelos de difusión de tecnologías dentro del sector eléctrico como es el caso de [78], [98]–[100] Las curvas de aprendizaje son modelos empíricos que permiten estudiar el cambio tecnológico como resultado del aprendizaje. En este contexto, el aprendizaje se entiende como el conocimiento que se gana gracias a la réplica de un proceso; por ejemplo, a medida incrementan el número de empresas y aumenta su alcance se genera un aumento en el aprendizaje de la prestación de servicios, ya que implica aumentar el número de veces que se repite el proceso productivo. Lo que se ve reflejado en la tasa de aprendizaje, la cual representa el porcentaje en que se reducen los costos una vez aumenta la experiencia en prestar servicios. Así, entre más madura sea una tecnología, su tasa de aprendizaje disminuye y sus costos no varían mucho en el tiempo [78].

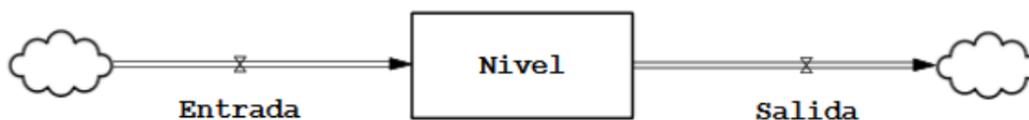
B. Anexo: Diagrama de Forrester

Diagrama de Flujos, también denominado Diagrama de Forrester es una traducción del Diagrama Causal a una terminología que permite la escritura de las ecuaciones, es decir, la estructuración matemática del modelo para así validar, observar la evolución temporal de las variables y hacer un análisis de sensibilidad.

Las partes que principalmente componen un diagrama de Forrester son:

- Los "Niveles" son aquellos elementos que nos muestran en cada instante la situación del modelo, presentan una acumulación y varían solo en función de otros elementos denominados "flujos". Los niveles se representan gráficamente como rectángulos y los flujos como flechas tal como se muestra en la figura 7.
- Las "nubes" dentro del diagrama de flujos son niveles de contenido inagotable.
- Los "Flujos" son elementos que pueden definirse como funciones temporales. Puede decirse que recogen las acciones resultantes de las decisiones tomadas en el sistema, determinando las variaciones de los niveles.
- Las "Variables auxiliares" y las "Constantes", son parámetros que permiten una visualización mejor de los aspectos que condicionan el comportamiento de los flujos.
- Los "retardos", que simulan los retrasos de tiempo en la transmisión de los materiales o las informaciones.

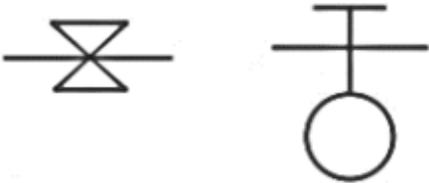
Figura B-1: Diagrama De Forrester elemental.



Fuente: Elaboración propia

La convención de flujos y niveles fue creada por Jay Forrester basándose en una metáfora hidrodinámica a partir del flujo de entrada y salida de agua en una bañera, de tal manera que la cantidad o nivel de agua de la bañera es la acumulación de agua que entra a través del grifo menos el agua que sale por el desagüe. En la siguiente tabla se establece la notación básica de los diagramas de Forrester.

Tabla B-1: Notación básica de los diagramas de Forrester.

Símbolo	Descripción
	<p>Fuente o sumidero: Representa una fuente o un pozo, el cual se interpreta como un nivel que no tiene interés y es prácticamente inagotable</p>
	<p>Nivel: Representa la acumulación de un flujo</p>
	<p>Flujo: Es la variación de un nivel, representa el cambio en el estado de un sistema.</p>
	<p>Canal Material: Canal de transmisión de una magnitud física que se conserva</p>
	<p>Canal de información: Canal de transmisión de una cierta magnitud que no es necesario que se conserve</p>
	<p>Constante: un elemento del modelo que no cambia de valor</p>
	<p>Variable auxiliar: Una cantidad con cierto significado físico en el mundo real y con un tiempo de respuesta instantáneo</p>

C. Anexo: Datos formalización ciclo económico

A continuación, se presentan los datos empleados en la determinación de los parámetros necesarios para la formalización del ciclo económico correspondientes a los planes y estrategias de negocio mediante la inserción de programas de respuesta a la demanda, los cuales han sido obtenidos mediante la plataforma de XM.

La tabla 11-3 representa los valores de la demanda regulada y no regulada con el acumulado anual por cada mes del año 2022 en Colombia.

Tabla C-1: Demanda regulada y no regulada mensual 2022.

Mes	Mercado	
	Demanda regulada (GWh)	Demanda no regulada (GWh)
Enero	4230.09	2014.96
Febrero	3936.48	1910.25
Marzo	4396.33	2105.6
Abril	4228.96	2015.56
Mayo	4434.53	2109.81
Junio	4132.88	2049.5
Julio	4402.73	2137.18
Agosto	4420.01	2175.93
Septiembre	4261.53	2117.97
Octubre	4344.22	2178.74
Noviembre	4182.43	2088.37
Diciembre	4337.49	2073.22
Acumulado Anual	51307.68	24977.09

Fuente: Elaboración propia basado en [101]–[112]

La tabla 11-2 por otra parte presenta los datos históricos de los precios de bolsa correspondientes al periodo comprendido entre el primero de enero del 2022 hasta el 18 de junio del 2023.

Tabla C-2: Datos históricos de precios de bolsa.

Fecha	Precio máximo de Bolsa (\$/kWh)
18/jun./2023	603.07
17/jun./2023	484.64
16/jun./2023	493.24
15/jun./2023	387.13
14/jun./2023	523.1
13/jun./2023	523.69
12/jun./2023	306.6
11/jun./2023	303.96
10/jun./2023	321.14
09/jun./2023	332.8
08/jun./2023	347.77
07/jun./2023	455.67
06/jun./2023	309.69
05/jun./2023	562.23
04/jun./2023	232.71
03/jun./2023	706.57
02/jun./2023	706.11
01/jun./2023	375.24
31/may./2023	390.73
30/may./2023	398.24
29/may./2023	447.62
28/may./2023	745.5
27/may./2023	767.53
26/may./2023	797.13
25/may./2023	844.39
24/may./2023	856.8
23/may./2023	855.03
22/may./2023	853.05
21/may./2023	850.22

20/may./2023	843.83
19/may./2023	907.8
18/may./2023	857.13
17/may./2023	887.18
16/may./2023	792.8
15/may./2023	760.31
14/may./2023	720.41
13/may./2023	721.59
12/may./2023	710.46
11/may./2023	670.18
10/may./2023	659
09/may./2023	659.44
08/may./2023	439.19
07/may./2023	379.21
06/may./2023	357.89
05/may./2023	551.64
04/may./2023	301.82
03/may./2023	552.87
02/may./2023	550.01
01/may./2023	245.12
30/abr./2023	217.32
29/abr./2023	226.71
28/abr./2023	318.45
27/abr./2023	329.93
26/abr./2023	342.33
25/abr./2023	343.33
24/abr./2023	359.87
23/abr./2023	359.03
22/abr./2023	363.04
21/abr./2023	345.67
20/abr./2023	334.63
19/abr./2023	304.83
18/abr./2023	304.6
17/abr./2023	447.95
16/abr./2023	214.13
15/abr./2023	301.14
14/abr./2023	485.95
13/abr./2023	466.45
12/abr./2023	455.29

11/abr./2023	166.42
10/abr./2023	166.81
09/abr./2023	147.64
08/abr./2023	149.87
07/abr./2023	147.55
06/abr./2023	143.04
05/abr./2023	159.23
04/abr./2023	176.25
03/abr./2023	166.86
02/abr./2023	172.22
01/abr./2023	172.86
31/mar./2023	198.16
30/mar./2023	284.51
29/mar./2023	286.03
28/mar./2023	350.97
27/mar./2023	269.17
26/mar./2023	298.91
25/mar./2023	309.91
24/mar./2023	415.02
23/mar./2023	414.19
22/mar./2023	410.86
21/mar./2023	370.19
20/mar./2023	313
19/mar./2023	216.6
18/mar./2023	275.79
17/mar./2023	283.55
16/mar./2023	305.5
15/mar./2023	275.96
14/mar./2023	351.69
13/mar./2023	280.83
12/mar./2023	312.96
11/mar./2023	378.06
10/mar./2023	382.85
09/mar./2023	449.99
08/mar./2023	559.47
07/mar./2023	495.77
06/mar./2023	549.86
05/mar./2023	485.62

04/mar./2023	450.28
03/mar./2023	490.48
02/mar./2023	600.62
01/mar./2023	415.49
28/feb./2023	429.72
27/feb./2023	404.7
26/feb./2023	340.82
25/feb./2023	337.15
24/feb./2023	400.78
23/feb./2023	408.09
22/feb./2023	424.6
21/feb./2023	445.88
20/feb./2023	458.81
19/feb./2023	451.68
18/feb./2023	489.96
17/feb./2023	543.64
16/feb./2023	548.53
15/feb./2023	560.34
14/feb./2023	576.31
13/feb./2023	599.3
12/feb./2023	775.46
11/feb./2023	838.58
10/feb./2023	589.29
09/feb./2023	749.32
08/feb./2023	769.33
07/feb./2023	865.57
06/feb./2023	833.62
05/feb./2023	861.82
04/feb./2023	829.05
03/feb./2023	806.24
02/feb./2023	791.43
01/feb./2023	866.49
31/ene./2023	736.18
30/ene./2023	652.62
29/ene./2023	481.52
28/ene./2023	396.9
27/ene./2023	392.58
26/ene./2023	392.67
25/ene./2023	292.32

24/ene./2023	271.66
23/ene./2023	284.53
22/ene./2023	284.09
21/ene./2023	247.66
20/ene./2023	258.21
19/ene./2023	291.41
18/ene./2023	254.44
17/ene./2023	262.65
16/ene./2023	262.73
15/ene./2023	325.92
14/ene./2023	361.83
13/ene./2023	399.96
12/ene./2023	428.07
11/ene./2023	461.66
10/ene./2023	486.09
09/ene./2023	483.95
08/ene./2023	499.29
07/ene./2023	558.53
06/ene./2023	557.36
05/ene./2023	576.31
04/ene./2023	562.33
03/ene./2023	561.45
02/ene./2023	512.33
01/ene./2023	518.38
31/dic./2022	526.57
30/dic./2022	523.21
29/dic./2022	517.56
28/dic./2022	516.54
27/dic./2022	476.59
26/dic./2022	458.14
25/dic./2022	437.79
24/dic./2022	436.72
23/dic./2022	422.27
22/dic./2022	413.52
21/dic./2022	400.64
20/dic./2022	349.8
19/dic./2022	347.88
18/dic./2022	302.67

17/dic./2022	286.75
16/dic./2022	298.54
15/dic./2022	310.71
14/dic./2022	287.38
13/dic./2022	266.91
12/dic./2022	259.57
11/dic./2022	248.93
10/dic./2022	252.18
09/dic./2022	253.14
08/dic./2022	268.12
07/dic./2022	267.18
06/dic./2022	310.35
05/dic./2022	357.71
04/dic./2022	357.42
03/dic./2022	410.78
02/dic./2022	387.32
01/dic./2022	389.53
30/nov./2022	342.59
29/nov./2022	311.78
28/nov./2022	307.37
27/nov./2022	255.81
26/nov./2022	249.6
25/nov./2022	247.48
24/nov./2022	232.2
23/nov./2022	229.27
22/nov./2022	211.01
21/nov./2022	141.86
20/nov./2022	115.26
19/nov./2022	205.84
18/nov./2022	115.98
17/nov./2022	228.28
16/nov./2022	228.02
15/nov./2022	227.58
14/nov./2022	199.91
13/nov./2022	198.45
12/nov./2022	199.48
11/nov./2022	199.92
10/nov./2022	205.02
09/nov./2022	206.97

08/nov./2022	204.54
07/nov./2022	200.15
06/nov./2022	118.83
05/nov./2022	203.07
04/nov./2022	241.05
03/nov./2022	263.56
02/nov./2022	253.41
01/nov./2022	228.52
31/oct./2022	226.13
30/oct./2022	155.05
29/oct./2022	226.93
28/oct./2022	716
27/oct./2022	294.01
26/oct./2022	715.93
25/oct./2022	716.47
24/oct./2022	366.56
23/oct./2022	466.21
22/oct./2022	466.93
21/oct./2022	467.68
20/oct./2022	716.6
19/oct./2022	917.11
18/oct./2022	459
17/oct./2022	322.9
16/oct./2022	334.81
15/oct./2022	317.04
14/oct./2022	616.2
13/oct./2022	616.34
12/oct./2022	616.98
11/oct./2022	616.46
10/oct./2022	628.48
09/oct./2022	320.25
08/oct./2022	322.37
07/oct./2022	335.43
06/oct./2022	616.67
05/oct./2022	517.69
04/oct./2022	396.32
03/oct./2022	397.43
02/oct./2022	249.04

01/oct./2022	246.99
30/sep./2022	360.84
29/sep./2022	293.8
28/sep./2022	241.2
27/sep./2022	300.59
26/sep./2022	509.36
25/sep./2022	229.47
24/sep./2022	237.41
23/sep./2022	241.85
22/sep./2022	255.84
21/sep./2022	289.71
20/sep./2022	292.96
19/sep./2022	334.65
18/sep./2022	263.95
17/sep./2022	400.94
16/sep./2022	510.98
15/sep./2022	845.12
14/sep./2022	631
13/sep./2022	513.46
12/sep./2022	314.85
11/sep./2022	235.25
10/sep./2022	318.62
09/sep./2022	259.86
08/sep./2022	250.41
07/sep./2022	510.66
06/sep./2022	329.34
05/sep./2022	258.24
04/sep./2022	272.13
03/sep./2022	308.5
02/sep./2022	359.43
01/sep./2022	415.12
31/ago./2022	491.88
30/ago./2022	388.03
29/ago./2022	357.44
28/ago./2022	279.13
27/ago./2022	269.13
26/ago./2022	245.47
25/ago./2022	215.52
24/ago./2022	308.46

23/ago./2022	163.21
22/ago./2022	154.59
21/ago./2022	108.14
20/ago./2022	109.44
19/ago./2022	136.67
18/ago./2022	143.51
17/ago./2022	296.64
16/ago./2022	207.27
15/ago./2022	109.45
14/ago./2022	109.93
13/ago./2022	110.17
12/ago./2022	111.27
11/ago./2022	108.7
10/ago./2022	108.52
09/ago./2022	108.5
08/ago./2022	107.98
07/ago./2022	107.65
06/ago./2022	109.9
05/ago./2022	111.41
04/ago./2022	114.22
03/ago./2022	117.81
02/ago./2022	108.48
01/ago./2022	126.64
31/jul./2022	119.7
30/jul./2022	109.78
29/jul./2022	112.49
28/jul./2022	104.91
27/jul./2022	109.21
26/jul./2022	407.56
25/jul./2022	110.39
24/jul./2022	114.25
23/jul./2022	103.97
22/jul./2022	104.26
21/jul./2022	134.55
20/jul./2022	108.9
19/jul./2022	127.32
18/jul./2022	148.68
17/jul./2022	107.98

16/jul./2022	129.93
15/jul./2022	112.37
14/jul./2022	144.42
13/jul./2022	141.44
12/jul./2022	280.79
11/jul./2022	105.91
10/jul./2022	109.09
09/jul./2022	110.08
08/jul./2022	107.36
07/jul./2022	139.23
06/jul./2022	107.82
05/jul./2022	119.14
04/jul./2022	104.9
03/jul./2022	104.89
02/jul./2022	104.83
01/jul./2022	105.4
30/jun./2022	106.08
29/jun./2022	107.08
28/jun./2022	105.3
27/jun./2022	103.89
26/jun./2022	103.97
25/jun./2022	103.88
24/jun./2022	105.12
23/jun./2022	106.34
22/jun./2022	106.46
21/jun./2022	103.81
20/jun./2022	103.18
19/jun./2022	105.73
18/jun./2022	103.19
17/jun./2022	104.26
16/jun./2022	103.37
15/jun./2022	103.94
14/jun./2022	103.71
13/jun./2022	103.97
12/jun./2022	106.78
11/jun./2022	107.02
10/jun./2022	169.81
09/jun./2022	225.85
08/jun./2022	161.5

07/jun./2022	104.5
06/jun./2022	102.56
05/jun./2022	102.64
04/jun./2022	106.91
03/jun./2022	112.77
02/jun./2022	107.7
01/jun./2022	258.34
31/may./2022	96.18
30/may./2022	97.12
29/may./2022	97.23
28/may./2022	97.22
27/may./2022	98.57
26/may./2022	101.22
25/may./2022	102.82
24/may./2022	106.68
23/may./2022	130.72
22/may./2022	96.24
21/may./2022	115.86
20/may./2022	120.67
19/may./2022	126.63
18/may./2022	196.77
17/may./2022	132.31
16/may./2022	116.51
15/may./2022	99.07
14/may./2022	101.21
13/may./2022	104.21
12/may./2022	122.57
11/may./2022	228.22
10/may./2022	117.67
09/may./2022	133.5
08/may./2022	120.6
07/may./2022	124.01
06/may./2022	120.75
05/may./2022	130.2
04/may./2022	336.27
03/may./2022	131.38
02/may./2022	130.56
01/may./2022	98.75

30/abr./2022	100.01
29/abr./2022	102.22
28/abr./2022	104.95
27/abr./2022	110.75
26/abr./2022	113.83
25/abr./2022	110.2
24/abr./2022	119.55
23/abr./2022	123.34
22/abr./2022	124.9
21/abr./2022	149.16
20/abr./2022	168.36
19/abr./2022	356.22
18/abr./2022	155.95
17/abr./2022	148.45
16/abr./2022	140.15
15/abr./2022	108.03
14/abr./2022	126.76
13/abr./2022	153.23
12/abr./2022	133.91
11/abr./2022	167.25
10/abr./2022	157.04
09/abr./2022	155.17
08/abr./2022	159.2
07/abr./2022	1035.13
06/abr./2022	256.87
05/abr./2022	288.74
04/abr./2022	256.81
03/abr./2022	183.48
02/abr./2022	284.16
01/abr./2022	343.46
31/mar./2022	358.71
30/mar./2022	355.08
29/mar./2022	349.07
28/mar./2022	347.99
27/mar./2022	251.74
26/mar./2022	249.24
25/mar./2022	249.12
24/mar./2022	271.52
23/mar./2022	287.68

22/mar./2022	239.19
21/mar./2022	242.85
20/mar./2022	238.6
19/mar./2022	236.68
18/mar./2022	288.71
17/mar./2022	411.74
16/mar./2022	292.59
15/mar./2022	260.93
14/mar./2022	258.87
13/mar./2022	219.28
12/mar./2022	189.33
11/mar./2022	191.1
10/mar./2022	200.62
09/mar./2022	451.77
08/mar./2022	450.93
07/mar./2022	299.26
06/mar./2022	201.21
05/mar./2022	222.47
04/mar./2022	225.01
03/mar./2022	289.05
02/mar./2022	299.34
01/mar./2022	347.58
28/feb./2022	302.03
27/feb./2022	299.82
26/feb./2022	255.86
25/feb./2022	260.61
24/feb./2022	290.55
23/feb./2022	290.53
22/feb./2022	371.74
21/feb./2022	276.71
20/feb./2022	278.01
19/feb./2022	312.96
18/feb./2022	353.13
17/feb./2022	371.52
16/feb./2022	372.88
15/feb./2022	362.05
14/feb./2022	380.7
13/feb./2022	326.37

12/feb./2022	422.05
11/feb./2022	391.59
10/feb./2022	475.45
09/feb./2022	591.76
08/feb./2022	712.42
07/feb./2022	721.61
06/feb./2022	650.23
05/feb./2022	731.09
04/feb./2022	640.05
03/feb./2022	731.24
02/feb./2022	711.54
01/feb./2022	622.14
31/ene./2022	540.22
30/ene./2022	545.39
29/ene./2022	527.16
28/ene./2022	529.2
27/ene./2022	624.59
26/ene./2022	414.23
25/ene./2022	484.34
24/ene./2022	374.31
23/ene./2022	320.73
22/ene./2022	317.73
21/ene./2022	315.88
20/ene./2022	314.35
19/ene./2022	291.36
18/ene./2022	349.32
17/ene./2022	294.44
16/ene./2022	265.41
15/ene./2022	265.35
14/ene./2022	274.32
13/ene./2022	244.37
12/ene./2022	253.5
11/ene./2022	324.42
10/ene./2022	203.67
09/ene./2022	205.06
08/ene./2022	209.35
07/ene./2022	208.85
06/ene./2022	200.5
05/ene./2022	206.13

04/ene./2022	224.06
03/ene./2022	244.17
02/ene./2022	257.73
01/ene./2022	224.58
Valor mínimo	96.18

Fuente: Elaboración propia basado en [83].

D. Anexo: validación del modelo formal

La elaboración del modelo formal tiene como finalidad ayudar con la toma de decisiones frente a la inserción de los nuevos agentes GIDI al mercado eléctrico colombiano y se formula a partir de dos tipos de datos principalmente. El primero corresponde al estado actual de la red eléctrica colombiana, la cual se obtuvo a partir de los informes de gestión ejecutados por cada operador de red evaluado y demás datos disponibles dentro de las plataformas web de los mismos. El segundo corresponde a las variables económicas principalmente relacionadas con los costos de capital iniciales y los ingresos proyectados, para lo cual se toma datos de estudios de la CREG entorno a la implementación de los agentes GIDI de la aplicación de programas de respuesta a la demanda en el mercado eléctrico colombiano.

Con el fin de validar la efectividad del modelo se debe efectuar la validación del mismo, la cual consta de dos etapas, la validación de la estructura y del comportamiento.

1. Validación de la estructura del modelo

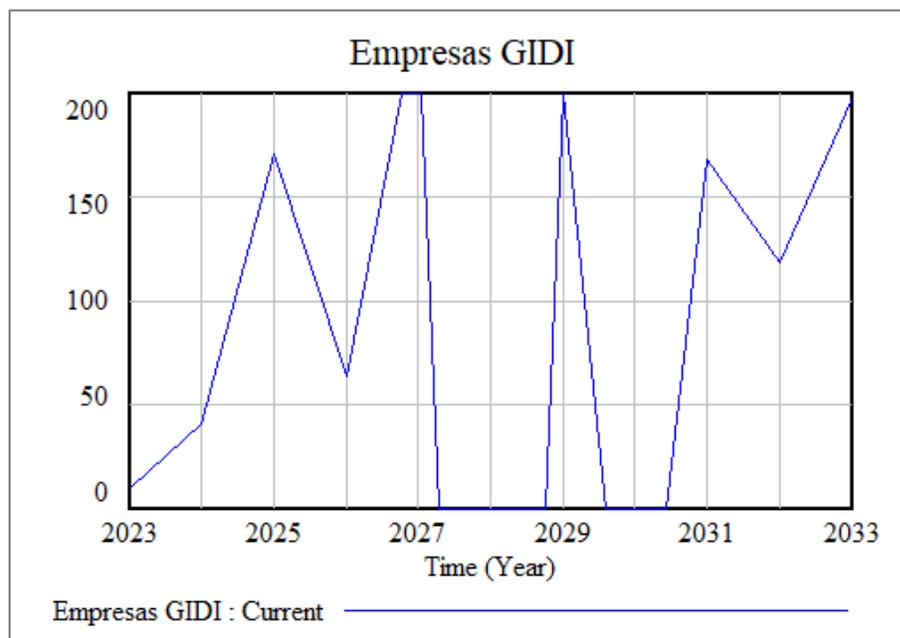
Esta prueba tiene como finalidad verificar que el comportamiento del modelo sea el adecuado, para ello se evaluara el modelo bajo condiciones extremas, la consistencia dimensional y su estructura causal.

- Condiciones extremas

Con esta prueba se busca evaluar el comportamiento del modelo frente a situaciones en donde previo análisis se estime la respuesta del modelo. Las variables que se emplearán para esta validación corresponden a los parámetros principales correspondientes a la rentabilidad y la necesidad de GIDI.

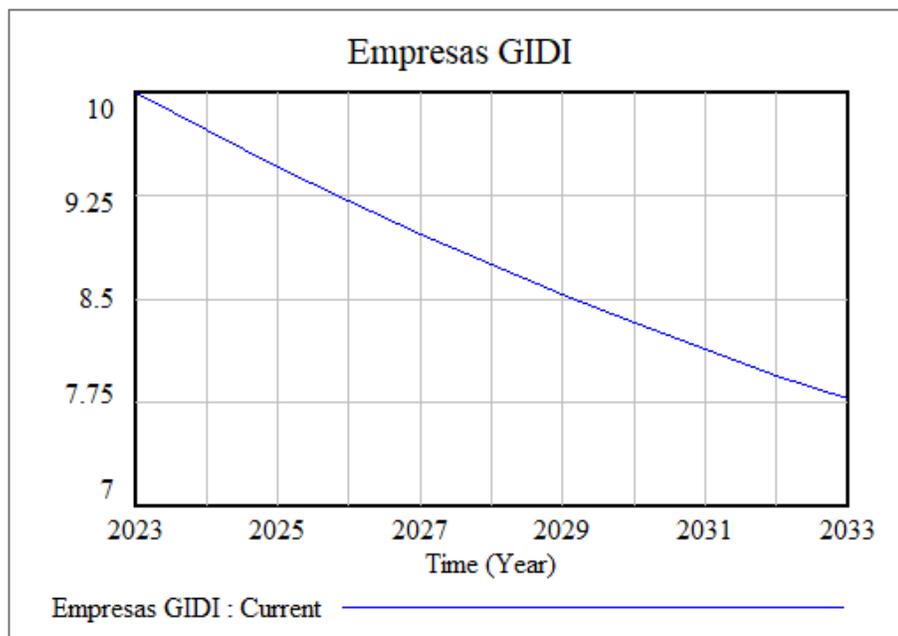
La rentabilidad depende de los costos de inversión de capital iniciales y los ingresos proyectados por los GIDI los cuales se modifican de tal forma que los ingresos aumenten el doble en cualquiera de los escenarios mientras los costos se mantengan iguales observando como el modelo presenta un error en su funcionamiento (figura D-1). Y adicionalmente manteniendo los costos iniciales iguales e insertando los valores de los ingresos como cero se espera una reducción de las empresas GIDI con el tiempo acorde a la figura D-2.

Figura D-1: Empresas GIDI ante variación extrema máxima de la rentabilidad.



Fuente: Elaboración propia

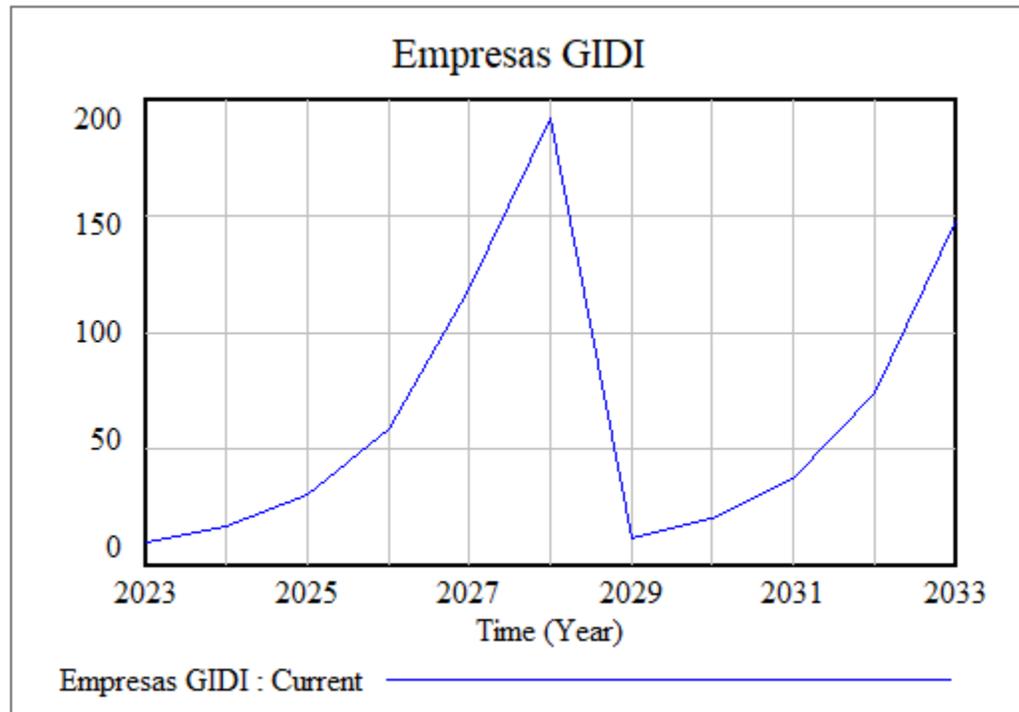
Figura D-2: Empresas GIDI ante variación extrema mínima de la rentabilidad.



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, la necesidad de los GIDI depende de cuatro factores que representan en su conjunto el estado actual de la red eléctrica, por lo tanto, se evalúa el comportamiento del modelo una vez se aumente cada uno de estos parámetros hasta un 500% esperando obtener un error en el comportamiento normal del sistema.

Figura D-3: Empresas GIDI ante variación extrema de los parámetros técnicos.



Fuente: Elaboración propia

- Consistencia dimensional

Para efectuar esta prueba de validación se emplea la herramienta de vensim en donde se permite verificar las unidades del modelo y en caso de error se impide el correcto funcionamiento del mismo.

Tabla D-4: Principales variables del modelo con su respectiva unidad.

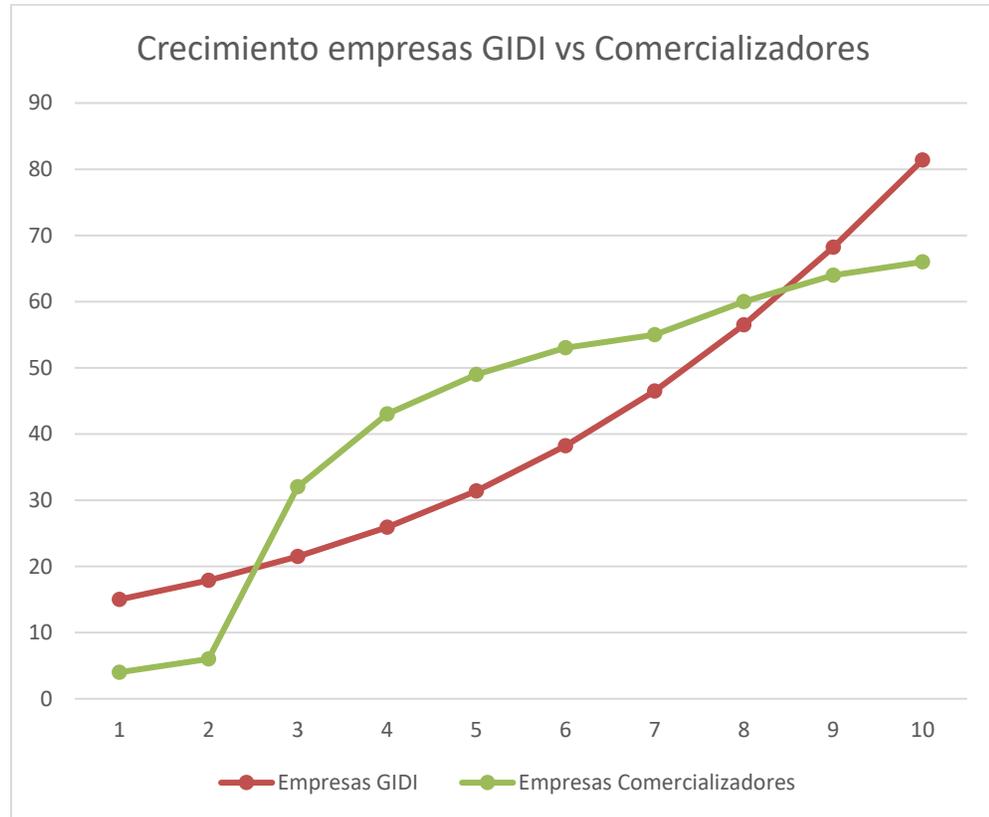
VARIABLE	SÍMBOLO	Unidad
Avances tecnológicos	$A_V T$	%
Inserción de AMI	AMI	%
Disponibilidad de datos e información	DDI	%
Necesidad de GIDIs	$NGIDI$	%
Tasa de creación de GIDIs	$TGIDI$	$\frac{\#empresas}{t}$

Implementación GIDIs	$GIDIs$ $z'(t)$	$\#empresas$
Empresas potenciales	$z(t)$	$\#empresas$
Rentabilidad GIDIs	R	--
Ingresos	$Ingresos$	\$
Incentivos regulatorios	InR	\$
Ingresos TOU	In_{TOU}	\$
Ingresos LDC	In_{DLC}	\$
Ingresos VPP	In_{VPP}	\$
CAPEX	$CAPEX_{GIDI}$	\$
Coefficiente de aprendizaje	Ca	--
OPEX	$OPEX_{GIDI}$	\$

Fuente: Elaboración propia

- Estructura causal

La validación de las relaciones causales, causa efecto, se ejecuta a lo largo de la estructuración de modelo y se la compara con datos históricos, debido a que con respecto a los agentes GIDI aun no existe un registro histórico, se lo aproxima a la evolución de la implementación de empresas comercializadoras encontrando que su comportamiento es creciente y si bien no son exactos esto se debe a las diferencias en sus características como empresa y e estado de la red en su momento de establecimiento.

Figura D-5: Crecimiento empresas GIDI vs Comercializadores

Fuente: Elaboración propia