

Servicios Complementarios a la Red Mediante Vehículos Eléctricos

Jeimy Catalina Patiño Carreño y Leonardo Alberto Contreras Castellanos

Trabajo de Grado Para Optar el Título de Ingeniero/a Electricista

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Iván David Serna Suarez

Doctor en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios por darme el privilegio de tener la vida y la fuerza necesaria para soportar todas las dificultades que se presentaron a lo largo de mi carrera.

A mis padres Oscar e Isabel por su inmenso amor, por educarme de la mejor manera y darme todo lo que ha estado a su alcance para que yo pueda salir adelante y sea feliz.

A mi hermana Angie por su incondicionalidad, por ser mi compañera de vida y por estar en los momentos más difíciles.

A mi cuñado Sergio por su colaboración aportando conocimiento en el proyecto.

Y a mi pareja Sebastián que fue quien estuvo conmigo en todo este proceso, por su paciencia en los días más difíciles, ayudándome y llenándome de alientos para no rendirme en la elaboración de este libro.

Jeimy Catalina Patiño

Esta tesis va dedicada a mis padres Alberto y Gladys, quienes me impulsaron cada uno de los días en este largo camino, con su esfuerzo y dedicación siempre estuvieron a mi lado.

A mis hermanos Johana y Edwin, por su acompañamiento incondicional, durante este proceso, a toda mi familia y amigos que, con sus oraciones, consejos, palabras de aliento, hicieron que cada día que pasaba me hacían mejor persona, y de una u otra manera me acompañaron en todos mis sueños y metas, finalmente quiero agradecer a las personas que estuvieron en este proceso y por una u otra razón ya no están en mi vida.

Leonardo Alberto Contreras

Agradecimientos

Los autores de este proyecto agradecen a:

Dios principalmente por darnos la fortaleza y guiarnos por el camino adecuado para llevar a cabo este gran paso en nuestras vidas.

A nuestras familias por su incondicionalidad e impulso para salir adelante.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de telecomunicaciones por recibirnos y acogernos a lo largo de nuestra carrera.

Al director de este proyecto Oscar Arnulfo Quiroga por darnos la oportunidad de hacer parte de él, confiar en nuestras capacidades y brindarnos su apoyo.

Y al codirector Iván David Serna por su paciencia y tiempo. Compartiendo con nosotros sus conocimientos para nuestro aprendizaje y el mejor desarrollo de este trabajo de grado.

Tabla de Contenido

Introducción.....	13
1 Objetivos.....	14
1.1 Objetivo General.....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2 Servicios complementarios en redes eléctricas.....	15
2.1 Suministro reactivo (absorción e inyección) para lograr control de tensión.....	15
2.1.1 Requerimientos técnicos para la prestación del servicio de suministro de reactivos.	17
2.1.2 Remuneración del servicio de suministro de reactivos.	18
2.2 Regulación de frecuencia primaria: el uso de la generación para corregir desajustes y control de frecuencia.	19
2.2.1 Requerimientos técnicos para la prestación del servicio.....	20
2.2.2 Remuneración del servicio.....	21
2.2.3 Verificación para la prestación efectiva del servicio	21
2.3 Regulación, seguimiento del consumo de energía de la carga: Funciones normalmente realizadas por el control automático de generación (AGC) o regulación de frecuencia secundaria.....	22
2.3.1 Requerimientos técnicos para la prestación del servicio de regulación.	23
2.3.2 Procedimientos necesarios para la verificación y aprobación de nuevas unidades en la prestación del servicio de regulación.	25
2.3.3 Remuneración del servicio de regulación.	26
2.3.4 Tipos de tecnología	28
2.4 Reserva operativa y rodante: provisión para generar capacidad tras cortes de generación, planificados y forzados respetivamente.	29

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS A LA RED MEDIANTE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	5
2.4.1 Requisitos para prestar el servicio de reserva operativa y rodante.	29
2.4.2 Prestación del servicio.....	29
2.4.3 Remuneración del servicio.....	31
3 Los vehículos eléctricos en la prestación de servicios complementarios	31
3.1 Vehículo a red (V2G).....	32
3.1.1 Implementación de V2G	33
3.2 Plantas de energía virtuales (VPP).....	34
3.2.1 Implementación de VPP.....	35
3.2.2 Ejemplo de aplicación Sonnen: plantas de energía virtual para una vida sostenible (Sonnen, 2021)	36
3.3 Integración de vehículos eléctricos en la red eléctrica.....	37
3.3.1 Carga de vehículos eléctricos e interacción con la red eléctrica.....	37
3.3.2 Infraestructura de red para la medición, comunicación y control de vehículos eléctricos.....	39
4 Estudio de implementación de los VE en la prestación de un servicio complementario. 40	
4.1 El servicio de regulación de frecuencia como el de mayor tendencia en la actualidad.40	
4.2 Penetración de los vehículos eléctricos en Colombia	42
4.2.1 Automóvil BYD e1	45
4.3 Alimentador de prueba de nodos IEEE 123.....	46
4.4 GAMS 47	
4.4.1 Implementación en GAMS.....	47
5 Simulaciones y resultados.....	48
5.1.1 Primer caso de estudio.....	49
5.1.2 Segundo caso de estudio.	52

6 Conclusiones.....56

Referencias Bibliográficas.....58

Lista de Tablas

Tabla 1. Características de equipos de control en relación con su efecto en el sistema.	
	16
Tabla 2. Requisito control de frecuencia para todas las fuentes de generación.	20
Tabla 3. Parámetros requeridos para la prestación del servicio AGC.	24
Tabla 4. Evolución del parque de vehículos eléctricos a nivel Colombia	43
Tabla 5. Información de datos de almacenamiento.	48
Tabla 6. Excel (Stodata_1) datos de las variables en el primer caso de estudio.....	49
Tabla 7. Potencias totales en un día para el caso uno.	50
Tabla 8. Potencias resultantes del primer caso de estudio.	50
Tabla 9. Excel (Stodata_2) datos de las variables en el segundo caso de estudio. ..	53
Tabla 10. Potencias totales en un día para el caso dos.....	54
Tabla 11. Potencias resultantes del segundo caso de estudio.	54

Lista de Figuras

Figura 1. Diagrama lógico V2G	33
Figura 2. Diagrama plantas de energía virtual.....	35
Figura 3. Proyección de ventas de automóviles en Colombia.....	45
Figura 4. Vehículo eléctrico BYD.....	46
Figura 5. Diagrama de alimentador de prueba de nodos IEEE 123.....	46
Figura 6. Gráfica de las potencias exportadas e importadas por los VE en el primer caso de estudio.....	51
Figura 7. Gráfica de potencia final inyectada a la red por los VE en el segundo caso de estudio.....	52
Figura 8. Gráfica de las potencias exportadas e importadas por los VE en el segundo caso de estudio.....	55
Figura 9. Gráfica de potencia final inyectada la red por los VE en el segundo caso de estudio.....	55

Nomenclatura

CND: Centro Nacional de Despacho

AVR: Regulación Automática de Voltaje “Automatic Voltage Regulator”

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional

SIN: Sistema Interconectado Nacional

AGC: Control Automático de Generación “Automatic Generation Control”

RFS: Regulación Secundaria de Frecuencia

CNO: Consejo nacional de operación

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos “Supervisory Control and Data Acquisition”

BESS: Sistema de Almacenamiento de Energía en Batería “Battery Energy Store System”

V2G: Vehículo a la Red “Vehicle-to-Grid”

VPP: Plantas de Energía Virtuales “Virtual Power Plants”

DSO: Operadores de Sistemas de Distribución “Distribution System Operators”

TSO: Operadores de Sistemas de Transporte “Transmission System Operator”

EV o VE: Vehículos Eléctricos “Electric Vehicle’s”

PHEV: Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable “Plug-in Hybrid Electric Vehicle”

BEV: Vehículo Eléctrico de Batería “Battery Electric Vehicle”

EMS: Sistema de Gestión Energética “Energy Management System”

SM: Medidores inteligentes “Smart Meter”

EVMS: Estación de Recarga para Vehículo Eléctrico

WSN: Red de Sensores Inalámbricos “Wireless Sensor Networks”

FER: Fuentes de Energía Renovable

ESS: Sistemas de Almacenamientos de Energía Estacionarios

PWM: Modulación por Ancho de Pulsos “Pulse-width Modulation”

IDO: Informe Diario de Operación

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

RUNT: Registro único nacional de tránsito

BYD: Build Your Dreams

NEDC: New European Driving Cycle

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética

Resumen

Título: Servicios complementarios a la red eléctrica mediante vehículos eléctricos^{1*}

Autor: Jeimy Catalina Patiño Carreño, Leonardo Alberto Contreras Castellanos^{2*}

Palabras Clave: Servicios complementarios, Red de distribución, Vehículos Eléctricos (VE), Vehicle-to-Grid (V2G), Grid-to-Vehicle (G2V).

Descripción:

La movilidad eléctrica aumenta con el transcurrir de los años, con ello se espera que en un futuro no lejano sustituya la movilidad convencional mayormente constituida por motores de combustión interna, consecuencia de esto se plantean desafíos para la infraestructura actual de las redes eléctricas del sistema interconectado nacional (SIN) y de los sistemas de distribución construidos en las ciudades. Una de las características más destacadas de los vehículos eléctricos es que pueden funcionar como carga (G2V del inglés Grid to Vehicle) o como fuente (V2G del inglés Vehicle to Grid) y esto permite gestionar el vehículo para prestar servicios complementarios a la red eléctrica para mejorar la calidad, seguridad y eficiencia de los sistemas eléctricos.

Estos servicios complementarios pueden ser control de potencia reactiva, control de tensión, regulación de frecuencia primaria, regulación de frecuencia secundaria, reserva operativa y rodante, entre otros servicios prestados actualmente por los generadores convencionales que cumplen con los requisitos establecidos por la normatividad colombiana.

Con el presente trabajo de grado, se pretende documentar los diferentes tipos de servicio que se pueden brindar a una red de distribución eléctrica mediante los vehículos eléctricos, se seleccionará el servicio con mayor impacto en la actualidad y se procederá a desarrollar dos casos de estudio cercanos a un sistema real que ilustren su implementación bajo simulaciones organizadas en el lapso de veinticuatro horas en un día.

^{1*} Trabajo de Grado

^{2**} Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Óscar Arnulfo Quiroga, Doctor en Ciencias con énfasis en Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Complementary services to the power grid through electric vehicles ^{3*}

Author: Jeimy Catalina Patiño Carreño, Leonardo Alberto Contreras Castellanos ^{4*}

Key Words: Complementary services, distribution network, electric vehicles (VE), Vehicle-to-Grid (V2G), Grid-to-Vehicle (G2V).

Description:

The electric mobility increases with the passing of the years, with this it is expected that in the not too distant future it will replace conventional mobility mostly constituted by internal combustion engines, as a consequence of this challenges are posed for the current infrastructure of the electrical networks of the interconnected system national (SIN) and distribution systems built in cities. One of the most outstanding characteristics of electric vehicles is that they can function as a load (G2V in English Grid to Vehicle) or as a source (V2G in English Vehicle to Grid) and this allows the vehicle to be managed to provide complementary services to the electricity grid for improve the quality, safety and efficiency of electrical systems.

These complementary services can be reactive power control, voltage control, primary frequency regulation, secondary frequency regulation, operating and rolling reserve, among services currently provided by conventional generators that meet other requirements established by Colombian regulations.

With this degree work, we intend to document the different types of service that can be provided to an electrical distribution network by means of electric vehicles, we will select the service with the greatest impact at present and we will proceed to develop two case studies close to a real system that illustrate its implementation under simulations organized in the span of twenty-four hours in one day.

^{3*} Bachelor Thesis

^{4**}Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Óscar Arnulfo Quiroga.

Introducción

En la actualidad el transporte vehicular y su infraestructura es uno de los sectores más importantes en el desarrollo de un país, en un estudio de balance de energía realizado por la UPME se logró identificar que el sector transporte mostraba la mayor ineficiencia energética de Colombia, representando el 66% del total de la energía perdida en Colombia (UPME, 2019), realizar una gestión inadecuada del transporte influye generando grandes impactos negativos como mal consumo energético, contaminación atmosférica y aumento en los gases de efecto invernadero por el uso de combustibles fósiles contribuyendo al calentamiento global o cambio climático.

Por ello la movilidad eléctrica no solo entra a jugar un papel importante en cuanto a mejorar los impactos ambientales generados por el transporte, si no que empieza a contribuir con la gestión energética al lograr prestar servicios complementarios los cuales aumentan la eficiencia del sistema eléctrico.

Con el aumento de vehículos eléctricos al pasar los años es fundamental realizar un estudio y análisis sobre cómo se comportan los VE en un sistema de distribución, lo cual se ejecuta en este proyecto haciendo uso de una herramienta software escrita en GAMS para incorporar vehículos eléctricos a un sistema de distribución tipo de 123 barras.

En el presente proyecto inicialmente se documentan los servicios complementarios con toda la información obtenida de ellos para su implementación en la red, seguido de la observación de los vehículos prestando los servicios complementarios y finalizando con la elección del servicio complementario con mayor expectativa de implementación para así tomar un caso de estudio en una red de distribución y analizar el comportamiento de los flujos de energía y las consecuencias de la incorporación de los vehículos eléctricos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar los servicios complementarios que se pueden brindar a la red eléctrica mediante vehículos eléctricos.

1.2 Objetivos Específicos

- Documentar los servicios complementarios que se pueden prestar al sistema de distribución mediante los vehículos eléctricos, identificando sus requerimientos y expectativas de implementación.
- Plantear un caso de estudio para la validación del funcionamiento del servicio complementario de mayor expectativa de implementación.
- Simular el caso de estudio planteado, contrastando los resultados del soporte prestado por los vehículos a la red eléctrica respecto al caso base.

2. Servicios complementarios en redes eléctricas

Los servicios eléctricos complementarios son aquellos que respaldan la operación segura, económica y confiable de una red eléctrica, además de apoyar los servicios básicos que se dan a los usuarios finales. Es, por ello que se buscan nuevas alternativas para prestar estos servicios que no solo representan beneficios a la red, sino que reducen los costos energéticos de un país. Según una memoria de conferencia del Departamento de Ingeniería Eléctrica e Informática de la universidad de Concordia Montreal en Quebec (Concordia, 2021), los servicios complementarios con potencial en generación distribuida son:

- Suministro reactivo (absorción e inyección)
- Regulación, seguimiento del consumo de energía de la carga
- Reserva operativa y rodante
- Corrección de desajustes y control de frecuencia por medio de generación.

Estos servicios se describen de la siguiente manera.

2.1 Suministro reactivo (absorción e inyección) para lograr control de tensión.

El control de tensión mediante el suministro de potencia reactiva es un servicio complementario que tiene como fin mantener los niveles de tensión estables para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, balanceado la generación y la demanda de potencia reactiva y disminuyendo las posibilidades de suspensión del servicio para los usuarios. Dicho suministro de reactiva lo realizan generadores, líneas, cables y compensaciones reactivas estáticas controladas por dispositivos de control en toda la red. Por ello se puede decir que en el servicio complementario participa la generación, la transmisión y la distribución.

El control de tensión se realiza en tres fases (CREG, 2005)

- **Control primario local:** Es un control continuo con tiempos de operación de pocos segundos desde el momento de la perturbación, cuya función es mantener los voltajes en los nodos cercanos a los valores de referencia, o dentro de un rango de tolerancia permitida frente a perturbaciones leves y pequeñas variaciones de demanda.

Este control es realizado por equipos como condensadores, reactores, reguladores de tensión y compensadores. En la tabla 1 se muestran las principales características de estos equipos en relación con su efecto en el sistema.

Tabla 1.

Características de equipos de control en relación con su efecto en el sistema.

Componente	Control	Suministra reactivos	Absorbe reactivos	Velocidad de respuesta
Generador	Continuo	Si	Si	Rápida
Compensador síncrono	Continuo	Si	Si	Rápida
SVC	Continuo	Si	Si	Muy rápida
Banco de capacitores	Discreto	Si	No	Variable
Banco de reactores	Discreto	No	Si	Variable
Apertura de líneas	Discreto	-	-	Variable
Cierre de líneas	Discreto	-	-	Variable
Transformador con cambiador de tomas bajo carga	Discreto	Modifica el flujo de potencia reactiva		Lento

Nota: Principales características de los equipos que se conectan al sistema para realizar el suministro de potencia reactiva, tomada del documento de la CREG-018 de marzo 08 del 2005 - Tabla 2.

- **Control secundario regional:** Controla los perfiles de tensión y los flujos de reactivos en un área determinada donde se encuentran varios nodos y equipos de control primario, el cual funciona realizando conexión y desconexión de bancos de condensadores o de reactores, cambios en las tomas de los transformadores y cambios en las referencias de los equipos de control primario.
- **Control terciario orientado a todo el sistema:** Es un control que incluye todo el sistema interconectado, que busca determinar un perfil óptimo de niveles de tensión

y de flujo de potencia reactiva coordinando los diferentes controles secundarios para mantener la seguridad y la eficiencia del sistema.

2.1.1 Requerimientos técnicos para la prestación del servicio de suministro de reactivos.

Según la CREG 018 del 2005 (CREG, 2005), los requerimientos para la prestación del servicio de suministro de potencia reactiva para control de tensión son los siguientes:

- **Para generadores:**
 - Tener y hacer mantenimiento de un regulador automático de voltaje.
 - Hacer telemida para enviar información al CND, sobre energía activa horaria, energía reactiva horaria y voltaje r.m.s. instantáneo.
 - Facilitar al CND la curva P-Q de cada unidad, señalando las zonas seguras y restricciones de operación.
 - Proporcionar al CND las características técnicas del AVR y de la excitación de las maquinas.
 - Optimizar el uso de potencia reactiva en la operación reubicando la elevación del cambiador de tomas del transformador.
 - Dar una declaración técnica al CND sobre sus unidades generadoras, si pueden operar como condensadores síncronos, sus condiciones y limitaciones.
 - Las unidades generadoras están en la obligación de mantener la estabilidad entre potencia activa y reactiva cuando el STN, un STR o un un distribuidor local lo requiera.
 - Los operadores del sistema podrán solicitar a los generadores conectados al SIN, mantener una entrega de reactivos, con un factor de potencia 0.9 con respecto a la potencia activa.

Estas obligaciones deben ser cumplidas por generadores existentes con capacidad mayores de 10 MW, y nuevos generadores con capacidad mayor a 5 MW.

- **Para los usuarios:**

- Mantener un factor de potencia mínimo horario de 0.9 inductivo, para todos los períodos horarios de su demanda en sus fronteras comerciales que coincidan con el punto de medición.
- Para el Periodo de demanda mínima del STN, definido por el CND, no podrá existir inyección de reactivos al STN (factor de potencia < 1 inductivo), a menos que el CND lo permita o requiera.
- Enviar las señales de energía activa horaria y energía reactiva horaria al CND.
- El consumo de potencia reactiva no debe superar el 50% de potencia activa.

2.1.2 Remuneración del servicio de suministro de reactivos.

Según CREG la remuneración del servicio de suministro de reactivos para control de tensión en la red se debe realizar, para cada participante del SIN de diferente manera. (Hernandez, 2011)

- **Para generadores:**

- El costo del servicio de potencia reactiva se considera incluido dentro del costo de la energía activa producida.
- En caso de que un generador deba reducir el suministro de potencia activa que tendría en el despacho ideal, para poder dar soporte de potencia reactiva requerida por el sistema, se dará aplicación a la Resolución 121 de 2010 (CREG, 2010), la cual estipula que el precio de reconciliación negativa de un generador será igual al máximo precio ofertado para la demanda total.

- El costo asociado con los generadores despachados por restricciones de tensión está incluido en el costo de la energía producida, según el esquema de reconciliación positiva aprobado por la CREG. En este caso, cuando el CND lo requiera, podrá utilizar toda la curva P-Q del generador respectivo sin remuneración adicional.
- Cuando se requiera el servicio de un generador operando como condensador sincrónico, toda la cantidad de energía activa generada durante este período se liquidará al precio de bolsa nacional. La energía reactiva producida se compensará con el valor asociado a un condensador equivalente.

- **Para los usuarios:**

Según la resolución CREG 082 de 2002 (CREG, 2002) en caso de que la energía reactiva consumida sea mayor al 50% de la energía activa recibida en cada periodo horario, el exceso se considerará como energía activa y se liquidará mensualmente.

2.2 Regulación de frecuencia primaria: el uso de la generación para corregir desajustes y control de frecuencia.

Es necesario que los sistemas eléctricos de potencia cuenten con esquemas de regulación de frecuencia que permitan mantener el balance carga generación.

La responsabilidad de aumentar o disminuir su generación para corregir desbalances en la frecuencia debe recaer sobre todas las unidades generadoras con el fin de evitar un evento que afecte la operación y flexibilidad del sistema como la desconexión de la unidad generadora más grande del sistema y no se pueda cubrir el servicio de regulación primaria de frecuencia. Es importante que todas las unidades generadoras mayores a 5MW cuenten con un regulador de velocidad que permita el ajuste de una banda muerta (valores de entrada que

no producen un cambio sensible en la salida), un estatismo permanente, y, además, incluir al sistema un control de potencia activa/frecuencia que le permita participar en la regulación primaria de frecuencia.

Actualmente todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada.

Según la CREG 023 del 2001 (CREG 023 de 2001, 2001) la regulación primaria es el servicio en línea que corresponde a la variación automática de la potencia entregada mediante un gobernador de velocidad como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema.

2.2.1 Requerimientos técnicos para la prestación del servicio

Según el centro nacional de despacho XM en su propuesta regulatoria (XM, 2017), el control de potencia activa/frecuencia debe cumplir con los siguientes requerimientos.

- Ser estable: Las señales de salida de control deben ser amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada escalón.
- El ajuste de la función de control de frecuencia se debe reportar antes de las pruebas de puesta en servicio.
- El estatismo debe ser configurable en un rango de 0 % y el 20% y la banda muerta entre 0 y 120 MHz.

Tabla 2.

Requisito control de frecuencia para todas las fuentes de generación.

PARÁMETRO	VALOR
Banda muerta	± 30 mHz
Estatismo	2-6 %

Nota: Valores de los parámetros que son requerimientos técnicos para todas las fuentes de generación que realicen control de frecuencia, tabla tomada del documento XM CND 2017 – 048 - Tabla 4-2.

La respuesta para la prestación de este servicio varía entre los 0 y 10 segundos, con una duración mínima de 30 segundos.

Todas las plantas y unidades de generación despachadas centralmente deben tener la capacidad de prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia, con capacidad de un 3% de su generación horaria programada (incluso cuando se encuentren en su disponibilidad máxima y exceptuando el decremento cuando se encuentre en su mínimo técnico)

2.2.2 Remuneración del servicio

Según la CREG 023 de 2001 (CREG, 2001) la regulación primaria de frecuencia no se remunera en el sistema colombiano, pero si deriva en un servicio que es de carácter obligatorio por parte de los generadores. Además, el no prestar el servicio efectivamente el servicio de regulación primaria de frecuencia deriva en ser sujeto de reconciliación por cada día de incumplimiento de la siguiente manera:

$$REC = \sum_{I=1}^{24} G_{r_i} * 2 * R_{RP} * PR$$

Donde:

REC: Reconciliación por la no prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

PR: Precio de reconciliación según lo establecido en la reglamentación vigente.

G_{r_i} : Generación real en la hora i.

R_{RP} : Porcentaje de reserva para regulación primaria de frecuencia, con respecto a su generación horaria programada.

2.2.3 Verificación para la prestación efectiva del servicio

Para esta verificación se llevan a cabo tres fases:

- Fase de verificación: Las variaciones de frecuencia son informadas diariamente al IDO, en caso tal que se presente una variación fuera de rango o se observe un comportamiento anormal en la prestación del servicio, el CND deberá analizar la respuesta que entregaron las diferentes unidades de generación. El CND observara y verificara las condiciones de despacho y la calidad de teled medida, luego deberá solicitar a las unidades de generación los registros de planta, esto para analizar la respuesta de las unidades y determinar si hubo algún posible incumplimiento, y finalmente enviara una comunicación informando los posibles incumplimientos. Este proceso se llevará a cabo el día hábil siguiente a la detección de algo anormal.
- Fase de suministro de información: Los agentes generadores tienen un día hábil para cargar los registros de planta solicitados por el CND y este luego de analizar decide si se debe hacer o no un reporte, comunicándoselo al ASIC y al agente generador.
- Fase de revisión final: El CND hará las revisiones solicitadas por los agentes y dará cumplimiento a lo estipulado en la CREG

2.3 Regulación, seguimiento del consumo de energía de la carga: Funciones normalmente realizadas por el control automático de generación (AGC) o regulación de frecuencia secundaria.

La regulación secundaria de frecuencia (RFS) o control automático de generación (AGC) se encarga de mantener la red estable, controlando y corrigiendo las desviaciones de frecuencia para lograr mantener en igualdad la potencia entregada del sistema con la carga demandada por el mismo y actuando después de una perturbación donde ya hubiera

intervenido la regulación primaria de frecuencia lo que permite garantizar la calidad y operación segura y confiable del SIN.

2.3.1 Requerimientos técnicos para la prestación del servicio de regulación.

Según el acuerdo 1365 de 2020 del consejo nacional de operación (CNO) se establecen los requisitos y parámetros necesarios para la prestación del servicio AGC por las unidades conectadas al SIN.

- **Estatismo:** El estatismo de la maquina es la relación entre la variación de la frecuencia y la variación de la potencia.
- **Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC:** hace referencia al tiempo de recuperación después de un desbalance carga-generación.
- **Constante de regulación del sistema:** Es un parámetro de control del AGC que permite relacionar la respuesta en potencia activa del sistema ante cambios en la frecuencia de este.
- **Velocidad máxima de cambio de carga del sistema:** Es la mayor variación de la demanda que registra el SIN durante el día, medida en MW/min.
- **Velocidad mínima de cambio de carga por unidad:** Es la tasa de variación mínima requerida para cada unidad del SIN, con el fin de responder a las variaciones más rápidas de carga en el sistema.
- **Número mínimo de unidades:** Es el mínimo número de unidades necesarias para garantizar la confiabilidad del servicio de RFS.
- **Holgura para AGC:** También llamada reserva de AGC, es la potencia activa de reserva destinada a el servicio RFS, y debe responder a los cambios normales de carga y generación en el SIN.

- **Holgura mínima por planta para hacer AGC:** Rango mínimo de regulación permitido a una planta para prestar el servicio de RFS.
- **Holgura mínima por unidad para hacer AGC:** Rango mínimo de regulación que una unidad puede ofertar para la RFS.
- **Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC:** Máximo tiempo en segundos desde el momento en que se envié el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registre que la unidad responder efectivamente.

En la tabla 2 se listan los parámetros requeridos para la prestación del AGC, marcando cuales requieren o no ser aprobados por el CNO.

Tabla 3.

Parámetros requeridos para la prestación del servicio AGC.

PARÁMETROS	REQUERIMIENTOS	REQUIERE APROBACIÓN DEL CNO
Estatismo	<ul style="list-style-type: none"> • Valores entre el 4 y el 6 % (Convencionales) • Valores entre el 2 y el 6 % (No Convencionales) 	No aplica
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC	<ul style="list-style-type: none"> • Revaluado por el CND. Consultar el valor correspondiente en documento CND. 	No
Constante de regulación del sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Revaluado por el CND. Consultar el valor correspondiente en documento CND. 	No
Velocidad máxima de cambio de carga del sistema	<ul style="list-style-type: none"> • 45 MW/min 	Si
Velocidad mínima de cambio de carga por unidad	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor o igual a 11.25 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC. 	Si

Número mínimo de unidades	• 5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.	Si
Holgura para AGC	• Revaluado por el CND. Consultar el valor correspondiente en documento CND.	No
Holgura mínima por planta para hacer AGC	• Revaluado por el CND. Consultar el valor correspondiente en documento CND.	No
Holgura mínima por unidad para hacer AGC	• Revaluado por el CND. Consultar el valor correspondiente en documento CND.	No
Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	• Revaluado por el CND. Consultar el valor correspondiente en documento CND.	No

Nota: Requerimientos y requisito de aprobación o no aprobación del CNO para los parámetros requeridos al realizar la prestación del servicio AGC, tomada del acuerdo 1365 de 2020 del consejo nacional de operación.

2.3.2 Procedimientos necesarios para la verificación y aprobación de nuevas unidades en la prestación del servicio de regulación.

Las unidades o agentes que participarán en RFS se deben integrar directamente al AGC del CND, realizando el siguiente procedimiento nombrado en la resolución CREG-051 de 2009 (CREG, Resolución CREG-051 DE 2009, 2009) y actualizado en el anexo 1 y 2 del acuerdo 1365 del consejo nacional de operación (CNO, 2020):

1. Realizar pruebas preliminares de medida del estatismo de la unidad y medida de velocidad de toma de carga sostenida, las cuales permitan asegurar que la unidad es apta para la prestación del servicio de AGC, cumpliendo con los parámetros calculados por el CND.

2. Enviar una comunicación formal al CND, a la Dirección Planeación de la Operación solicitando la integración de la planta al esquema de AGC nacional.
3. Realizar pruebas de regulación autónoma para establecer que las unidades que participan en AGC tengan la capacidad de regular la frecuencia en forma autónoma e indicar al CND de qué modo se realizará el control local.
4. Realizar y completar las pruebas de comunicaciones y requerimientos tecnológicos necesarios para llevar a cabo el proceso automático de control de generación desde el CND.
5. Notificar a la Dirección Planeación de la Operación el modo en el que el CND enviará comandos a la unidad para hacer AGC.
6. Enviar a la dirección de Planeación de la Operación los valores de máximo y mínimo técnico de las unidades para hacer AGC [MW] y el factor de conversión de MW por pulso para subir y para bajar si aplica para él envío de comandos, parámetros que permitirán ajustar el modelo inicial de la planta en el programa que corre la función automática de control de frecuencia

Al realizar el procedimiento y verificados los parámetros mostrados en la tabla 1, el CND procede a realizar los trámites necesarios para que el agente pueda realizar la oferta de AGC, coordinar las fechas de las pruebas oficiales de AGC y finalmente con los resultados determina la elegibilidad para prestar el servicio.

2.3.3 Remuneración del servicio de regulación.

Según la Resolución 064 del 2000 (CREG, 2000) y la descripción de la plantilla para la validación de la liquidación del AGC (XM, Centro nacional de despacho, 2016), el cálculo del valor en pesos del AGC, se realiza para cada caso de la siguiente manera.

Caso 1. La planta o unidad fue elegida para prestar el servicio de AGC y no lo hizo

$$\mathbf{Valor}_{AGC} = \mathbf{0} \text{ [\$]}$$

Caso 2. La planta o unidad presto efectivamente el servicio de AGC y se sobrepaso

$$\mathbf{REC} = (\mathbf{G}_r - 2 \times (\mathbf{HO} + \mathbf{\Delta HO}) - \mathbf{G}_i) * \mathbf{PR}_{AGC}$$

$$\mathbf{Valor}_{AGC} = 2 * (\mathbf{HO} + \mathbf{\Delta HO}) * \mathbf{PR}_{AGC}$$

Caso 3. La planta o unidad presto efectivamente el servicio de AGC

$$\mathbf{REC} = [(\mathbf{G}_p + \mathbf{\Delta G}_p - \mathbf{HO} - \mathbf{\Delta HO}) - \mathbf{G}_i] * \mathbf{PR}_{AGC}$$

$$\mathbf{Valor}_{AGC} = 2 * (\mathbf{HO} + \mathbf{\Delta HO}) * (\mathbf{PR}_{AGC} - \mathbf{CERE}) + [\mathbf{G}_r - (\mathbf{G}_p - (\mathbf{HO} + \mathbf{\Delta HO}))] * \mathbf{CERE}$$

Caso 4. El recurso no fue elegido para prestar servicio de AGC

$$\mathbf{Valor}_{AGC} = \mathbf{0} \text{ [\$]}$$

dónde:

HO: Potencia asociada con la Holgura horaria asignada al Generador por el CND, de acuerdo con la reglamentación vigente para el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Expresada en MW.

G_p: Generación Programada para los generadores despachados centralmente.

ΔG_p: Modificaciones a la Generación Programada, solicitadas por el CND durante la operación, para los generadores despachados centralmente.

G_r: Generación Real de la planta y/o unidad de generación con AGC asignado.

G_i: Generación Ideal de la planta y/o unidad de generación con AGC asignado.

ΔHO : Modificación al HO solicitadas por el CND durante la operación. Expresada en MW.

CERE: Costo equivalente real en energía del cargo por capacidad real.

REC: Reconciliación en la Bolsa.

PR_{AGC}: Precio de Reconciliación, el cual se calcula de forma que

Para $REC \geq 0$ y AGC:

$$PR_{AGC} = \text{Min}[\text{Máx}(Pi_t, Po_t)] ; t = 1, \dots, 24$$

Para $REC < 0$

$$PR_{AGC} = Po_t ; t = 1, \dots, 24$$

dónde:

Pi_t : Precio de Bolsa Internacional en la t -ésima hora.

Po_t : Precio de Oferta del Generador en la t -ésima hora.

2.3.4 Tipos de tecnología

Existen nuevas tecnologías que pueden prestar el servicio de AGC tales como las BESS (Battery energy store system).

La energía que excede la demanda en determinado momento debe almacenarse, para ello se realiza una conversión de energía AC a DC, la cual se almacena en grandes bancos de baterías (BESS) para ser devuelta al sistema según las necesidades de este.

Esta energía acumulada se encuentra bajo disponibilidad del sistema y puede ser requerida en cualquier momento, además, el sistema BESS está diseñado para realizar aportes de potencia que mantienen constante la frecuencia del sistema.

Este nuevo sistema aporta nuevas posibilidades a los productores de energía y a los operadores para entregar o almacenar energía cuando exista un desequilibrio entre producción y demanda.

Las BESS son una solución más flexible en comparación con la regulación de frecuencia por medio de plantas de generación, cuentan con una velocidad de respuesta alta y permiten optimizar la capacidad de reserva sin utilizar de las plantas.

2.4 Reserva operativa y rodante: provisión para generar capacidad tras cortes de generación, planificados y forzados respetivamente.

Según la CREG 025 de 1995 (CREG, 1995), la reserva operativa es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada de las unidades generadoras en una hora considerada. Estas reservas operativas se usan para proporcionar dos productos,

- (1) Servicios de gestión de contingencia, estas reservas de contingencia son la respuesta a una pérdida de una unidad de generación, y
- (2) Servicios de control de frecuencia, que actualmente en Colombia solo operan en el mercado como respuesta a las pequeñas desviaciones de frecuencia mediante el AGC.

Según el código de operación de la (CREG, 1995), la reserva de rotación es la parte de la reserva operativa ubicada en las plantas que estén operando y que puedan responder a cambios de generación en periodos de hasta 30 segundos.

2.4.1 Requisitos para prestar el servicio de reserva operativa y rodante.

Según el anexo CO-4 de la resolución 025 de 1995, las plantas o unidades que cubren la demanda nacional deben tener la capacidad de prestar el servicio de reserva y deben cumplir con los siguientes criterios.

- Ser telecomandada e interactuar con un centro regional de despacho o con el centro nacional de despacho.

El centro regional de despacho asociado a la planta tendrá interacción y recibirá señales de corrección de error de frecuencia del centro nacional de despacho.

2.4.2 Prestación del servicio

Basado en el código de operación de la CREG 025 de 1995, el servicio de reserva rodante se presta de la siguiente forma.

Usando el programa de reserva rodante, el cual se basa en métodos probabilísticos, se determina a nivel horario la magnitud de la reserva rodante mínima requerida por el sistema, cumpliendo el criterio de confiabilidad de suministro de la demanda. En caso de que la diferencia entre la disponibilidad de generación y la demanda horaria modificada sea menor que la reserva rodante requerida, se debe informar a la CREG, Al CNO y a las empresas el nivel de reserva resultante y su incumplimiento.

El valor que se calculó de la reserva rodante se debe repartir entre las plantas que según el documento de parámetros técnicos del SIN están disponibles para reserva rodante, y se hace de la siguiente forma.

- La reserva requerida para mantener la frecuencia del sistema normal se distribuye entre los participantes del AGC.
- Para las áreas operativas operando cerca al límite de transferencias, se determina la reserva rodante mínima requerida y se distribuye en las plantas consideradas disponibles para la reserva rodante
- El resto de reserva rodante requerida por el sistema se distribuye entre las plantas consideradas disponibles para reserva rodante

Este despacho de reserva rodante es distribuido por el CND de la siguiente forma

- Se calcula el índice de disponibilidad de regulación

$$ID = \frac{Disp_i}{\sum_{j=1}^m (Disp)_j}$$

Donde $Disp_i$ es la disponibilidad de regulación de una unidad y la sumatoria es la suma de disponibilidad de regulación de todas las unidades que van a regular.

- Se calcula el índice de precio de unidad ordenando los precios de forma ascendente y dando un valor de prioridad dependiente de la posición en la que se encuentre en la lista. Luego se obtiene el precio.

$$I\$ = \frac{Prioridad_i}{\sum_{j=1}^m (Prioridad)_j}$$

- Se calcula el índice combinado

$$IC = ID * I\$$$

- Se calcula el factor de participación

$$FP = \frac{IC_i}{\sum_{j=1}^m (IC)_j}$$

- Finalmente se calcula el valor de potencia en MW de reserva requerida por el SIN para cada planta

$$Reserva = FP * ReservaSIN$$

2.4.3 Remuneración del servicio

Los costos por prestación del servicio de reserva es el mismo precio de oferta de energía que hayan efectuado los agentes para dichas plantas o unidades en la bolsa, y la asignación de la reserva se hará en orden por precios de menor a mayor, hasta cubrir las necesidades del SIN, en caso de existir dos plantas con el mismo precio de oferta, se dará preferencia a la planta o unidad que presente la menor generación mínima por inflexibilidad o por generación de seguridad.

3. Los vehículos eléctricos en la prestación de servicios complementarios

Actualmente los combustibles fósiles son las fuentes de energía dominante para el sector del transporte y para la industria de generación de energía, sin embargo, el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, la contaminación generada por la quema de estos

combustibles y la proyección de altos precios para los siguientes años han llevado a buscar fuentes de energía alternativas (Francis Mwasilu, 2014). Una de las soluciones a estos problemas es la incorporación de vehículos eléctricos EV en el mercado, los cuales representaron entre un 15% y un 40% en la venta de vehículos nuevos en el año 2020. El gran reto para esta industria es el alto costo inicial que tienen los EV en comparación con los vehículos con motor de combustión interna.

Los EV pueden representar una solución a las problemáticas mencionadas, además de tener el potencial de servir a la red eléctrica como fuente de energía distribuida independiente mediante el concepto de vehículo a red (V2G), entregando la energía almacenada en sus baterías. Con este concepto los vehículos eléctricos pueden proporcionar soporte a la red en servicios auxiliares como reducción de potencia máxima, reserva de rotación y regulaciones de voltaje y frecuencia.

Implementar estos EV puede facilitar el ingreso de energías renovables al sistema, siendo controlados por una planta de energía virtual (VPP) almacenando la energía producida por las renovables. Cabe mencionar que esto supondría un desafío al sistema eléctrico. Para llevar a cabo este concepto es necesario que el agregador deba conocer en tiempo real los patrones de conducción, estado de carga, capacidad total y demás características de los vehículos eléctricos para dar repuesta a servicios auxiliares gestionados por la red, lo que cambiaría por completo la forma en la que se interactúa diariamente con la red.

3.1 Vehículo a red (V2G)

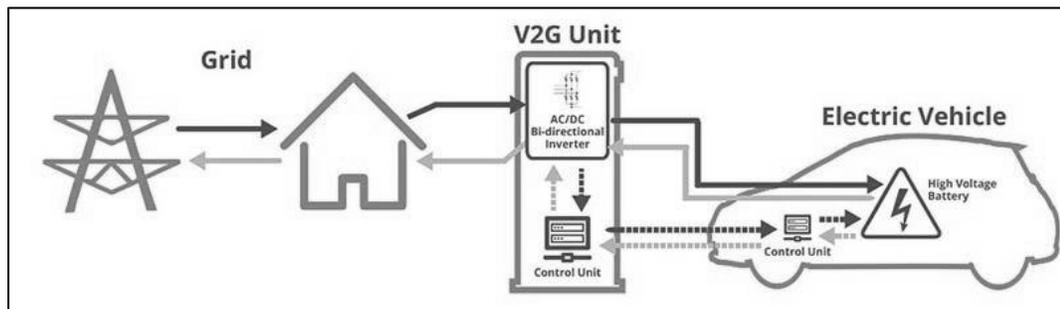
Los vehículos eléctricos utilizan uno o más motores eléctricos que funcionan con un almacenamiento el cual se recarga con energía que proviene de fuente externas, cuando las

baterías de los vehículos se agotan deben conectarse por lo que la demanda aumenta significativamente con la cantidad de vehículos que estén conectados.

Los vehículos eléctricos V2G permiten que el propietario no solo pueda conectar su vehículo a la red para cargar su batería, si no que pueda entregar o devolver la energía almacenada en la batería a la red actuando como respaldo. Este concepto ha sido el punto al cual se quiere llegar con la implementación de vehículos eléctricos en masa, llevando así más beneficios tanto al propietario como a la red al proporcionar servicios auxiliares.

Figura 1.

Diagrama lógico V2G



Nota: Representación de la interacción de los vehículos eléctricos con la red, tomada de la página somoselectricos.com/tesla-podria-volver-incluir-la-tecnologia-vehiculo-a-red-v2g/. Link <https://somoselectricos.com/tesla-podria-volver-incluir-la-tecnologia-vehiculo-a-red-v2g/>.

3.1.1 Implementación de V2G

Los vehículos eléctricos generalmente se agregan y tratan como fuentes de energía distribuidas dinámicas en los esquemas V2G para apoyar la red eléctrica proporcionando servicios auxiliares.

La introducción de las transacciones V2G se debe realizar solicitando la actualización de la tecnología EV para adaptarse a la aplicación extendida en el mercado de la energía.

La actualización tecnológica incluye, convertidores de potencia bidireccionales, comunicación avanzada, medidores inteligentes y nuevos actores del mercado entre otros

cambios. Además, los fabricantes de vehículos eléctricos no han introducido gran parte de los vehículos habilitados para los servicios V2G, dado que los propietarios también tendrán que decidir suscribirse a los contratos o abstenerse de la nueva oportunidad de mercado (es decir, V2G).

La V2G cuenta con dos arquitecturas, la determinista directa donde el operador tiene línea directa con cada vehículo, lo que es un problema por la baja capacidad de almacenamiento de las baterías y el aumento de los vehículos y la agregada en la cual existe un intermediario entre el operador de la red y los vehículos eléctricos.

Algunas tecnologías tienden a ser mucho más efectivas que la V2G, tecnologías como el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo que reduce los costos y la energía solar de concentración (CSP) que tiene una eficiencia del 99% y puede almacenar energía durante bastante tiempo en comparación con las baterías EV.

3.2 Plantas de energía virtuales (VPP)

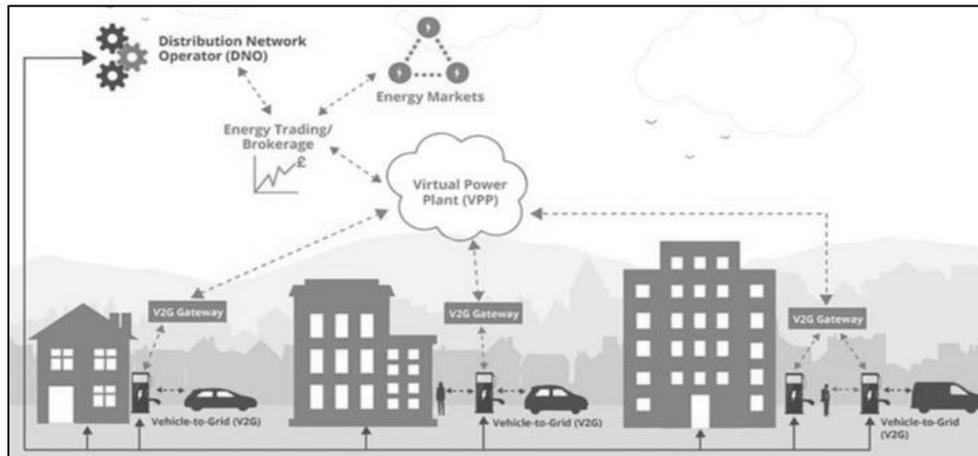
Es un modelo de producción de energía el cual consta de elementos inteligentes cooperantes, es decir un conjunto de unidades generadoras reducidas dirigidas por un mismo sistema de control, lo que las hace de tamaño variable garantizando más flexibilidad con el fin de tener una capacidad similar o cercana a la de una central eléctrica convencional y poder participar como una entidad en el mercado. Este conjunto de unidades generadoras se puede controlar de 3 formas distintas.

- VPP controlado centralizado: Este tipo de control requiere que la VPP tenga conocimiento completo de las unidades generadoras que conforman el conjunto y establece cada punto de operación.

- VPP controlado distribuido: Este tipo de control está basado en una jerarquía como arquitectura, con controladores locales distribuidos y un controlador central superior que asegura toda la operación
- VPP controlado totalmente distribuido: Este tipo de control tiene la misma arquitectura del VPP controlado distribuido, pero, el controlador central es reemplazado por un dispositivo que intercambia la información de datos relevantes

Figura 2.

Diagrama plantas de energía virtual



Nota: Representación del comportamiento de las plantas de energía virtuales en el sistema de distribución, tomado del portal Movilidad eléctrica Latinoamérica en su artículo (Electromovilidad y servicios auxiliares para la red eléctrica). Link <https://movelatam.org/electromovilidad-y-servicios-auxiliares-para-la-red-electrica/>.

3.2.1 Implementación de VPP

La implementación de Vehículo a red (V2G) a través de Plantas de Energía Virtuales (VPP) sirven en las redes inteligentes para crear una red de suministro de energía automatizada ampliamente distribuida (Zhongwei Sun a, 2014).

Al implementar el modelo de una red inteligente se debe tener en cuenta

- permitir el despliegue masivo y el uso eficiente de los recursos energéticos distribuidos.
- permitir la interacción de los consumidores con los sistemas de gestión energética.
- apoyar la electrificación de Los sistemas de transporte al facilitar el despliegue de vehículos eléctricos enchufables.

En comparación al flujo unidireccional de la red eléctrica tradicional (generación, transmisión, distribución y servicio final), la red eléctrica de suministro de energía automatizada o inteligente tiene un flujo bidireccional de electricidad e información que con tecnología, comunicación y control puede monitorear y optimizar las etapas.

3.2.2 Ejemplo de aplicación Sonnen: plantas de energía virtual para una vida sostenible (Sonnen, 2021)

La compañía Sonnen ofrece uno de los sistemas de almacenamiento de energía inteligente, duradero y de la más alta calidad del mundo mediante el uso de baterías de fosfato de hierro y litio que representan un activo para la red que alimentan hogares de manera confiable, segura y protegen las inversiones en energía renovable a largo plazo creando una conciencia ecológica reduciendo las emisiones de carbono, por ello Sonnen es pionero en tecnologías de sistemas de energía limpia y descentralizada en la red para su monetización. El modelo de plantas de energías virtuales está diseñado para habilitar servicios de red como la respuesta a la demanda, la regulación de frecuencia, la gestión de carga y realiza control de servicios públicos.

3.3 Integración de vehículos eléctricos en la red eléctrica

Según estudios la mayoría de los sistemas de carga de los EV están dispuestos a llevarse en casa, o, por otro lado, en estaciones de cargas públicas, comerciales o en lugares de trabajo, lo que afectaría directamente el sistema de distribución eléctrica.

Para integrar estos vehículos a la red se propone que el agregador, quien es el responsable central de coordinar las actividades operativas necesarias, mantenga un vínculo entre los propietarios y los actores del mercado energético, esto apoyado por el concepto de VPP en el que los vehículos eléctricos se agrupan y controlan como una única fuente de energía distribuida. De igual forma también se propone que los propietarios de los EV tengan comunicación directa con los DSO y TSO, para así, optimizar los precios de carga, mientras reduce las tensiones en la red eléctrica.

Otro factor importante para la integración de los EV en la red eléctrica es la construcción y tecnología usadas en las baterías, ya que de ellas depende una vida útil más alta del EV, una reducción de costos iniciales y un alto rendimiento del vehículo. Se espera que a futuro se cuente con baterías de mayores capacidades de energía y potencia.

3.3.1 Carga de vehículos eléctricos e interacción con la red eléctrica

Para estudiar el efecto de la carga de los EV en la red, se describen los modelos de carga según el artículo de la universidad de Pereira “Análisis de los modelos de carga propuestos para los vehículos eléctricos” (J. Gil Aguirre, 2017)

- **Modelo del vehículo eléctrico como corriente constante:** Se cargan las baterías de los EVs con el método de corriente constante, con el fin de no generar inestabilidad a la red, considerando la alta penetración de vehículos eléctricos y el suministro de potencia a la red por parte de los V2G.

- Modelo del vehículo eléctrico como potencia constante: Las baterías de los EVs son cargadas mediante el modelado de consumos constantes de potencia, lo que permite satisfacer las restricciones de operación del sistema, además de minimizar el costo en la recarga.
- Modelo del vehículo eléctrico como impedancia constante: Al cargar las baterías de los EVs con el modelado de impedancia constante, se obtienen mejores indicadores de estabilidad y por ende niveles más altos de penetración de los EVs.
- Modelo exponencial: Consiste en dos etapas desarrolladas a partir de un cargador eléctrico, un rectificador de la tensión de red con control del factor de potencia y un convertidor DC/DC con modulación por PWM, lo que produce una componente de potencia constante y otra dependiente de la tensión, donde de la componente de potencia constante se determina la estabilidad del sistema.
- Modelo polinomial ZIP: De igual forma al exponencial se desarrolla a partir de un cargador eléctrico que consta de un convertidor AC/DC controlado por un filtro, un convertidor Buck DC/DC.
- Modelo con distribución de probabilidad del estado inicial de carga: En este modelo se analiza el algoritmo de carga de corriente y voltaje constante y la distribución de probabilidad que pueden presentar los diferentes estados iniciales de carga.
- Modelado a través de incertidumbre aleatoria: En este modelo se considera la distribución espacial y temporal de los vehículos eléctricos, en algunos casos se analizan rutinas y hábitos del conductor, con el fin de predecir rutas optimas, horarios de recarga de los EVs para vender energía a la red y soluciones en la movilidad.

3.3.2 Infraestructura de red para la medición, comunicación y control de vehículos eléctricos.

El sistema de gestión de energía (EMS) en la red inteligente, se logra midiendo, analizando e informando la energía demandada y consumida casi en tiempo real, para esto es necesario la implementación de medidores inteligentes (SM), que hacen más factible el proceso de pronóstico de energía necesario para prestar los servicios complementarios.

Para implementar una red inteligente eficaz se tienen en cuenta 8 prioridades, el sistema de gestión de datos del medidor, la red de área doméstica, un SM, hardware, software, redes de sensores avanzados y diferentes tecnologías de comunicación. Con esta red inteligente eficaz se puede lograr reducir un consumo máximo de energía en un 36%, lo que liberaría las tensiones del sistema de energía en los picos de demanda.

Para establecer la comunicación entre los vehículos eléctricos y la red inteligente, se imaginan dos escenarios diferentes, primero un enlace de comunicación entre las instalaciones de redes informáticas y gestión del sistema de vehículos eléctricos (EVMS) y los medidores inteligentes, y el segundo un enlace entre los medidores inteligentes y los centros de datos de los operadores y los agregadores de red. Debido al continuo movimiento de los EV, se debe contar con una cobertura bastante amplia y confiable. Esta amplia cobertura y rápida información se puede llevar a cabo gracias a la red de sensores inalámbricos (WSN) que mejora la penetración de vehículos eléctricos.

Por otro lado, se debe tener en cuenta la vulnerabilidad de estos sistemas a sufrir ataques cibernéticos, como la manipulación de precios y la congestión del sistema.

4. Estudio de implementación de los VE en la prestación de un servicio complementario.

Al realizar el estudio para la validación del funcionamiento de un servicio complementario es necesario revisar el servicio con mayor impacto y tendencia en la actualidad, la penetración de los vehículos eléctricos en el país, el vehículo con mayores ventas y el sistema de distribución en el cual se hará la implementación.

4.1 El servicio de regulación de frecuencia como el de mayor tendencia en la actualidad.

En búsqueda de la elección del servicio complementario a seleccionar se encuentran las siguientes investigaciones que documentan el servicio de regulación de frecuencia y facilitan la elección de este como caso de estudio.

- En un trabajo realizado por el Instituto de Investigación de la Compañía de Energía Eléctrica de State Grid Jiangsu en China (Huachun Han, 2017) , se asemeja el comportamiento de un vehículo eléctrico con el de un generador al poder entregar energía a la red para evitar una mayor caída de frecuencia y a su vez integrando el poder absorber la energía para evitar un aumento de frecuencia, sabiendo esto se realiza un caso de estudio donde los resultados arrojados muestran que la estrategia de control propuesta puede suprimir efectivamente la desviación de frecuencia de la red eléctrica bajo la condición previa de satisfacer la demanda de carga del usuario.
- Según un estudio del análisis económico de los servicios auxiliares por V2G (Chunqi Zhou, 2020) realizado en dos ciudades de china, se demuestra que el servicio de regulación de frecuencia se implementa en la actualidad y tiene un impacto significativo, ya que trae beneficios económicos para los propietarios de los

vehículos, reduciendo los costos de carga donde se remunera el valor a cambio de prestar el servicio.

- En el estudio realizado por grupo de investigación de compatibilidad Electromagnética de la universidad nacional de Colombia (Electromagnetica, 2018), los vehículos eléctricos absorben el exceso de energía cuando la demanda es baja y devuelven algo de ella cuando la demanda es alta para ayudar a posibles fallas de frecuencia, por ello es factible prestar el servicio complementario de regulación de frecuencia, ya que existe relación directa entre la potencia activa y la frecuencia del sistema.
- Según el artículo Frequency regulation strategy for Decentralized V2G control (Lijuan Cheng, 2015) al hacer simulaciones en una red eléctrica interconectada de dos áreas que consisten en una planta térmica, energía eólica, vehículos eléctricos y carga, se muestra que la regulación de frecuencia como servicio auxiliar prestado por los V2G es excelente, además, la capacidad de reserva para la regulación de frecuencia de las centrales eléctricas se reduce. Estos resultados se obtienen diseñando una estrategia de control de V2G, satisfaciendo la demanda de la carga de cada cliente de los vehículos eléctricos.
- En el artículo V2G Electric Power Capacity Estimation and Ancillary Service Market Evaluation (Uwakwe C. Chukwu, 2011) realizado por miembros de la IEEE, se describe un modelo matemático para estimar la capacidad de energía eléctrica de un sistema de estacionamiento V2G, con el cual se obtienen resultados de simulación prometedores que llevan a afirmar que la capacidad de energía eléctrica V2G puede traer oportunidades de ingresos por servicios auxiliares, señalando en especial que el

uso del V2G para los servicios de carga máxima y de regulación tiene más valor económico y es más atractivo que cuando se usa para otros servicios auxiliares.

Con esto se concluye que la regulación de frecuencia como servicio auxiliar es en la actualidad el que cuenta con más investigaciones y proyectos relacionados con los vehículos eléctricos, debido a la facilidad que han encontrado los autores para su puesta en servicio, y a la rentabilidad que este genera por la versatilidad de los vehículos eléctricos para inyectar y sustraer potencia a la red.

4.2 Penetración de los vehículos eléctricos en Colombia

La penetración actual de los vehículos eléctricos sigue aumentando según la asociación nacional de movilidad sostenible en Colombia (Andemos, s.f.), donde se encuentran estadísticas sobre los vehículos eléctricos en la actualidad tomando información de las matrículas registradas a nivel nacional en el RUNT.

Tabla 4.

Evolución del parque de vehículos eléctricos a nivel Colombia

TECNOLOGIA	MARCA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total general	
BEV	RENAULT				11	149	170	57	220	323		197	76	1.208
	BYD			44	1	5		22	7	86		465	177	807
	BMW			2	26	13	40	122	278			149	25	655
	NISSAN		1		1	4	10		21	119		70	13	239
	ORANSH											185	5	190
	STARX										61			179
	ZHIDDIU												4	43
	MITSUBISHI	1	26	2	1	3	4	4	3					44
	SUNWIN										27		12	39
	JAC		1						1	1	2		25	5
	DONGFENG												16	17
	CHANGAN											1		31
	JAGUAR												16	8
	TESLA											6	9	8
	SITOM									9	3		10	22
	JIAYUAN											2	11	4
	KIA						1		10	3	1			15
	MARCPOLLO												13	13
	TODAY SUNSHINE												9	9
	ZP											2	3	3
	RARIRO						2	3	2					7
	WINLEE												5	5
	ANAIG											5		5
	PORSCHE												1	4
	GBM MOTORS												2	2
	TAYLOR DUNN				3			1						4
	ZHONGTONG												4	4
	YUJIE												3	3
	BIRO										3			3
	SHACMAN												3	3
	ROBETA												3	3
	ZEDRIV												2	2
	LIFAN											2		2
	EVERBRIGHT									1			1	2
	NETA												2	2
	TESLJO					2								2
	KARRY												2	2
	HYUNDAI												2	2
	SIGMA										2			2
	ZNA												2	2
	MOTOR CAFE												1	1
	YUTONG											1		1
LEITING HUANG												1	1	
EVOLUTION										1			1	
LIANKE												1	1	
EZ-GO										1			1	
BAIC												1	1	
MOTO ELECTRIC VEHICLES												1	1	
MINI												1	1	
GOUPII							1						1	
FOTON												1	1	
BRYSER												1	1	
LINZDA												1	1	
HODON												1	1	
GALA												1	1	
BAOYA						1							1	
	MERCEDES BENZ											1	1	
Total BEV		1	28	49	18	191	202	136	390	923		1.314	462	3.714

Nota: Tabla con datos de la evolución del parque de vehículos eléctricos a nivel Colombia, tomada del portal andemos informe con fecha 05/2021.

En la tabla 1, obtenida del informe del mes de mayo del año 2021 (Sostenible, 2021). Se observa que actualmente en Colombia hay en circulación 3.714 vehículos puramente eléctricos y que las cifras se incrementan con el transcurso de los años.

El vehículo eléctrico más vendido en el último año es marca BYD con un total de 177 vehículos totalmente eléctricos.

Según el portal automotriz Autos de primera, en su noticia ¿Cuáles son los autos eléctricos más vendidos en Colombia durante 2021? (Primera, 2021) el Automóvil BYD e1 es consolidado como el auto eléctrico preferido actualmente en el país. Por ello se toma como modelo de estudio.

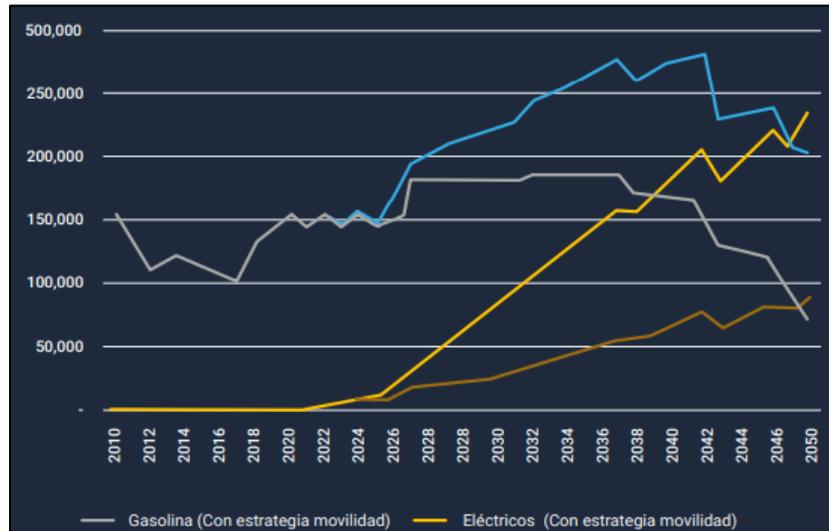
Por otro lado, para mejorar la penetración de los vehículos en el futuro, la UPME realizando estrategias de movilidad tiene como objetivo:

- Establecer el marco regulatorio y de política que asegure la promoción de la movilidad eléctrica en el país.
- Revisar y generar mecanismos económicos y de mercado necesarios para la promoción de la movilidad eléctrica en el país
- Establecer los lineamientos técnicos a desarrollar para la promoción de tecnologías eléctricas en los diferentes segmentos carreteros.
- Definir las acciones que permitan el desarrollo de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos en el país.

Con las cuales se podrán cumplir las expectativas previstas en las proyecciones de ventas de vehículos eléctricos del documento (Estrategia nacional de movilidad eléctrica). (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, 2019).

Figura 3.

Proyección de ventas de automóviles en Colombia



Nota: Grafica de la proyección de ventas de vehículos a gasolina y eléctricos, usando estrategias de movilidad para ambos, tomada del informe de la UPME de demanda energética. Link <https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/ENME.pdf>

4.2.1 *Automóvil BYD e1*

En la revista virtual El carro colombiano (Mantilla, 2020). BYD es el vehículo eléctrico posicionado como uno de los carros ‘cero emisiones’ más asequibles en el país. Su motor entrega 60 caballos de potencia y ofrece una autonomía de 300 kilómetros.

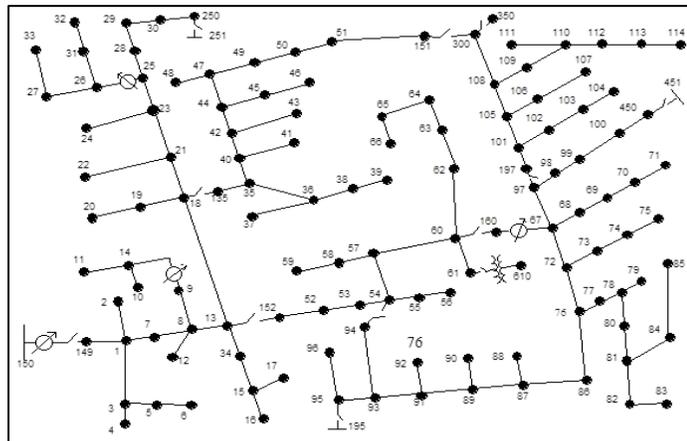
Según la ficha técnica del vehículo obtenida de la página web de BYD (BYD, 2021). La energía del vehículo proviene de una batería de Níquel Cobalto Magnesio (NCM) con capacidad de 32,2 kWh y voltaje 306,6 voltios, conformada por 8 módulos con 84 celdas, poder de carga de AC 6.6kW y DC 30kW y tiempo de carga de 0% a 100% es de 5 a 1.1 horas aproximadamente con la que puede entregar una autonomía de 300 kilómetros según ciclo NEDC.

Figura 4.*Vehículo eléctrico BYD.*

Nota: Imagen del BYD e1, vehículo eléctrico con mayor número de ventas en la actualidad en Colombia. Link (<https://www.elcarrocolombiano.com/resenas/carros-electricos-a-la-venta-en-colombia-en-2020-precios-y-caracteristicas/>).

4.3 Alimentador de prueba de nodos IEEE 123

Se toma como sistema de distribución tipo el alimentador de prueba de nodos IEEE 123 (Comite de analisis) el cual cuenta con todos los componentes para realizar la simulación y estudio del comportamiento al introducir vehiculos eléctricos a la red para prestar un servicio complementario.

Figura 5.*Diagrama de alimentador de prueba de nodos IEEE 123.*

Nota: Imagen de los componentes del sistema de distribución tipo, alimentador de prueba de nodos IEEE 123.

Se seleccionan los nodos con configuración trifásica, en los cuales se ubican las estaciones de recarga de los vehículos eléctricos, dando un total de 62 posibles nodos.

4.4 GAMS

Es un sistema general de modelado algebraico diseñado para resolver problemas grandes y complejos mediante programación matemática.

4.4.1 Implementación en GAMS

El código de GAMS determina los flujos de potencia del sistema de distribución (Alimentador de prueba de nodos IEEE 123), el cual está configurado para detallar las potencias, corrientes, voltajes, entre otros parámetros eléctricos que permiten el análisis del comportamiento de los vehículos conectados al sistema.

La información y detalles de la programación en GAMS se tomaron del proyecto realizado por el Codirector Iván Serna (Suárez, 2019).

Se hace la inclusión de los vehículos eléctricos en el sistema usando la interfaz GDX (GAMS Data Exchange), la cual permite el intercambio de datos en hojas de Excel.

Para este programa la hoja de Excel modificada es llamada Stodata y representa los datos de almacenamiento (Storage data) en donde se detalla la información de las estaciones o nodos y vehículos conectados. En la tabla se describe la información.

Tabla 5.

Información de datos de almacenamiento.

DATOS	INFORMACIÓN
Node	Número de nodo en donde conecta el VE
Phases	Cantidad y nombre de fases en el nodo
SOC ini	Estado de carga inicial con la que el VE llega a la estación.
ESSmax	Capacidad de carga total en el nodo (Valor determinado por la cantidad de VE en el nodo)
Rate	Tasa de carga para el nodo (Valor determinado por la cantidad de VE en el nodo)

Nota: Explicación de los parámetros de almacenamiento de información a compilar en el programa para realizar la simulación de los casos de estudio.

Teniendo los datos específicos, el siguiente paso es realizar las simulaciones para los casos de estudio que se plantean.

5. Simulaciones y resultados

Las simulaciones se realizan tomando la información recopilada en la investigación del proyecto, con ello se plantean dos casos de estudio para la validación del funcionamiento del servicio complementario de mayor expectativa de implementación. El primero o caso base para las últimas cifras dadas por el portal ANDI en su informe de vehículos eléctricos e híbridos a octubre del 2020 (Colombia, 2020) donde se observa que la ciudad de Bucaramanga cuenta con 40 vehículos eléctricos a la fecha y el segundo caso proyectando un aumento en los vehículos del 25% para el 2021.

De un caso a otro varia la cantidad de vehículos y en cada caso varia:

- El estado de carga inicial con la que vehículo llega a la estación. Valor que puede estar en 10%, 20% o 30% aleatoriamente para los vehículos de la estación.
- La capacidad de carga para un vehículo de 0.322 p. u, para dos vehículos de 0.644 p. u y para tres vehículos 0.966 p. u. con base de 100.000 kVA. Valor aleatorio para los vehículos de la estación.

- Tasa de carga valor determinado como 1/3 de la capacidad total de los vehículos conectados a las estaciones.

Información que se introduce para dar resultado al sistema y tener valores de los flujos de potencia y así observar la implementación el servicio complementario.

5.1.1 Primer caso de estudio.

El primer caso de estudio o caso base se hace tomando 40 vehículos eléctricos conectados en 16 nodos o estaciones trifásicas de la red de distribución del alimentador de prueba de nodos IEEE 123.

Tabla 6.

Excel (Stodata_1) datos de las variables en el primer caso de estudio.

Storage Data				
Node	Phases	SOC in	ESSmax	Rate
1	ABC	0,1	0,966	0,322
7	ABC	0,2	0,966	0,322
8	ABC	0,3	0,322	0,10733
13	ABC	0,2	0,966	0,322
18	ABC	0,1	0,644	0,21467
21	ABC	0,2	0,966	0,322
23	ABC	0,2	0,966	0,322
25	ABC	0,1	0,322	0,10733
28	ABC	0,3	0,966	0,322
29	ABC	0,2	0,966	0,322
30	ABC	0,1	0,644	0,21467
250	ABC	0,1	0,966	0,322
35	ABC	0,2	0,966	0,322
40	ABC	0,2	0,966	0,322
42	ABC	0,1	0,644	0,21467
44	ABC	0,3	0,644	0,21467

Nota: Datos específicos de las estaciones y los vehículos eléctricos para el primer caso de estudio, información que se agrega en un archivo Excel para compilar en el programa de simulación.

En la tabla 6 se muestran los datos específicos de las estaciones y los vehículos eléctricos para el primer caso.

Introduciendo la tabla 6 en el programa, se realiza la simulación del sistema de distribución tipo mediante GAMS, donde se obtienen las potencias totales exportadas e importadas a la red por los vehículos eléctricos en un periodo de 24 horas.

Tabla 7.

Potencias totales en un día para el caso uno.

PRIMER CASO DE ESTUDIO

Potencia total importada por los vehículos	7143	KW
Potencia total exportada por los vehículos	4509	KW

Nota: Datos arrojados por la simulación para los valores de las potencias importadas y exportadas para el primer caso de estudio.

Además se obtiene el historial hora a hora del flujo de potencias.

Tabla 8.

Potencias resultantes del primer caso de estudio.

HORA DEL DÍA	PTOTAL EXP [kW]	PTOTAL IMP [kW]	PFINAL EXPORTADA [kW]
1	0,0000	883,2000	-883,2000
2	0,0000	802,5000	-802,5000
3	0,0000	469,3000	-469,3000
4	2,4000	200,2000	-197,8000
5	74,3000	360,0000	-285,7000
6	93,2000	454,0000	-360,8000
7	0,0000	298,2000	-298,2000
8	903,7000	0,0000	903,7000
9	106,1000	125,4000	-19,3000
10	0,0000	1190,9000	-1190,9000
11	132,6000	1184,9000	-1052,3000
12	132,0000	497,6000	-365,6000
13	0,0000	56,6000	-56,6000
14	0,0000	46,1000	-46,1000
15	0,0000	44,2000	-44,2000
16	0,0000	53,0000	-53,0000
17	47,0000	73,3000	-26,3000
18	828,2000	0,0000	828,2000
19	1112,2000	0,0000	1112,2000
20	1075,3000	0,0000	1075,3000
21	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000

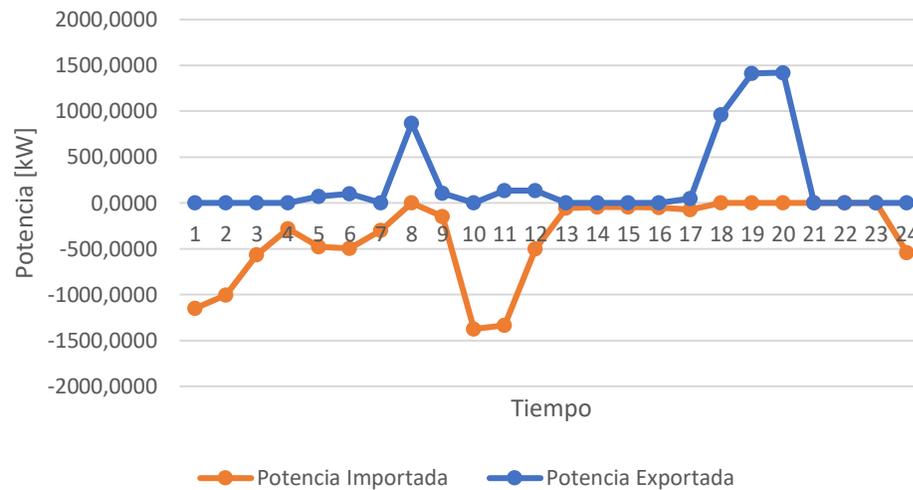
23	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,0000	399,3000	-399,3000

Nota: Datos arrojados por la simulación para los valores de las potencias importadas y exportadas por horas en un día, con las que se calcula la potencia exportada resultante entre ellas para el primer caso de estudio.

Para un mejor análisis se grafican los datos mostrados en la tabla 8.

Figura 6.

Gráfica de las potencias exportadas e importadas por los VE en el primer caso de estudio.



Nota: Gráfica detallada del comportamiento de las potencias exportadas e importadas por los VE por horas en un día para el primer caso de estudio.

En la gráfica se observa la curva de color azul que representa el valor de las potencias exportadas cada hora a la red de distribución, siendo el periodo entre las 17 y las 21 horas el de mayor inyección de potencia al sistema, seguido del periodo entre las 7 y las 9 horas. También se observa la curva de color naranja que representa el valor de las potencias importadas cada hora a la red de distribución, donde los periodos de la 1 a 4 y 9 a 12 horas son en los cuales se extrae mayor potencia de la red.

Al realizar un análisis entre la potencia exportada e importada se obtiene la potencia final inyectada al sistema por los vehículos eléctricos.

Figura 7.

Gráfica de potencia final inyectada a la red por los VE en el segundo caso de estudio.



Nota: Gráfica detallada del comportamiento de la potencia inyectada por los VE por horas en un día para el primer caso de estudio.

Basado en los resultados mostrados en la ilustración 7, los dos periodos de tiempo correspondientes a la exportación supondrían una posible prestación del servicio de regulación de frecuencia mediante la inyección de potencia donde a las 19 horas se evidencia la mayor entrega de potencia con valor de 1,1 MW, sin embargo, se debe tener en cuenta que este servicio puede ser requerido en los tiempos de demanda más alta de energía en el país, los cuales según el CND en Colombia se encuentra en los periodos de amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país. (XM, 2021).

5.1.2 Segundo caso de estudio.

El segundo caso de estudio se hace tomando 50 vehículos eléctricos conectados a la red de distribución del alimentador en 20 nodos trifasicos, lo cual hace referencia a un aumento del 25% de los vehiculos del caso uno.

Tabla 9.

Excel (Stodata_2) datos de las variables en el segundo caso de estudio.

Storage Data				
Node	Phases	SOC in	ESSmax	Rate
1	ABC	0,1	0,966	0,322
7	ABC	0,2	0,966	0,322
8	ABC	0,3	0,322	0,10733
13	ABC	0,2	0,966	0,322
18	ABC	0,1	0,644	0,21467
21	ABC	0,2	0,966	0,322
23	ABC	0,2	0,966	0,322
25	ABC	0,1	0,322	0,10733
28	ABC	0,3	0,966	0,322
29	ABC	0,2	0,966	0,322
30	ABC	0,1	0,644	0,21467
250	ABC	0,1	0,966	0,322
35	ABC	0,2	0,966	0,322
40	ABC	0,2	0,966	0,322
42	ABC	0,1	0,644	0,21467
44	ABC	0,3	0,966	0,322
47	ABC	0,1	0,644	0,21467
48	ABC	0,2	0,322	0,10733
49	ABC	0,3	0,966	0,322
50	ABC	0,2	0,966	0,322

Nota: Datos específicos de las estaciones y los vehículos eléctricos para el segundo caso de estudio, información que se agrega en un archivo Excel para compilar en el programa de simulación.

En la tabla 9 se muestran los datos específicos de las estaciones y los vehículos eléctricos para el segundo caso.

Introduciendo la tabla 9 en el programa, se realiza la simulación del sistema de distribución tipo mediante GAMS, donde se obtienen las potencias totales exportadas e importadas a la red por los vehículos eléctricos en un periodo de 24 horas.

Tabla 10.

Potencias totales en un día para el caso dos.

SEGUNDO CASO DE ESTUDIO

Potencia total importada por el sistema	8450	KW
Potencia total exportada por el sistema	5258	KW

Nota: Datos arrojados por la simulación para los valores de las potencias importadas y exportadas para el segundo caso de estudio.

Además se obtiene el historial hora a hora del flujo de potencias.

Tabla 11.

Potencias resultantes del segundo caso de estudio.

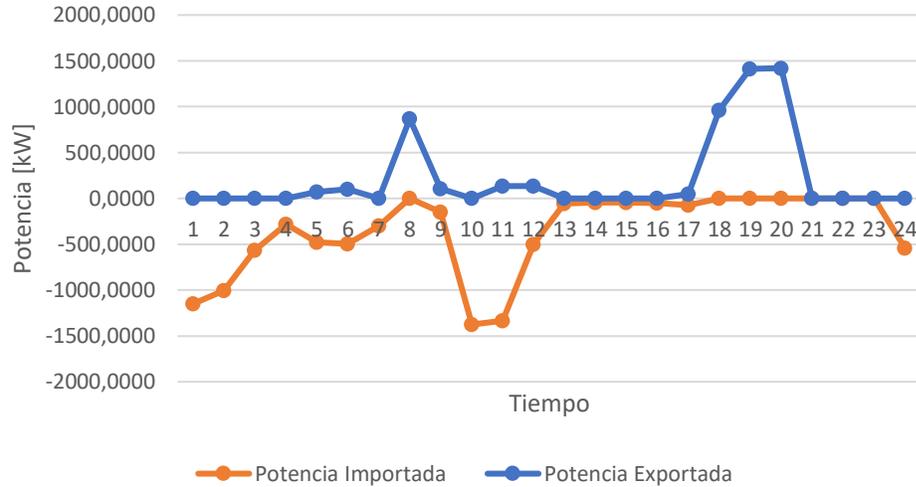
HORA DEL DÍA	PTOTAL EXP [kW]	PTOTAL IMP [kW]	PFINAL EXPORTADA [kW]
1	0,0000	1149,0000	-1149,0000
2	0,0000	1004,9000	-1004,9000
3	0,0000	567,9000	-567,9000
4	0,0000	283,8000	-283,8000
5	72,0000	476,9000	-404,9000
6	97,7000	494,2000	-396,5000
7	0,0000	298,1000	-298,1000
8	871,3000	0,0000	871,3000
9	108,1000	147,8000	-39,7000
10	0,0000	1375,1000	-1375,1000
11	132,7000	1334,1000	-1201,4000
12	132,0000	500,3000	-368,3000
13	0,0000	56,6000	-56,6000
14	0,0000	46,1000	-46,1000
15	0,0000	44,2000	-44,2000
16	0,0000	52,9000	-52,9000
17	47,3000	73,7000	-26,4000
18	962,8000	0,0000	962,8000
19	1414,2000	0,0000	1414,2000
20	1420,9000	0,0000	1420,9000
21	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,0000	544,5000	-544,5000

Nota: Datos arrojados por la simulación para los valores de las potencias importadas y exportadas por horas en un día, con las que se calcula la potencia exportada resultante entre ellas para el segundo caso de estudio.

Para un mejor análisis se grafican los datos mostrados en la tabla 11.

Figura 8.

Gráfica de las potencias exportadas e importadas por los VE en el segundo caso de estudio.



Nota: Gráfica detallada del comportamiento de las potencias exportadas e importadas por los VE por horas en un día para el segundo caso de estudio.

Figura 9.

Gráfica de potencia final inyectada a la red por los VE en el segundo caso de estudio.



Nota: Gráfica detallada del comportamiento de la potencia inyectada por los VE por horas en un día para el segundo caso de estudio.

Basado en los resultados mostrados en la ilustración 9, los dos periodos de tiempo correspondientes a la exportación supondrían una posible prestación del servicio de

regulación de frecuencia mediante la inyección de potencia donde a las 19 horas se evidencia la mayor entrega de potencia con valor de 1,4 MW.

6. Conclusiones

En este trabajo se cumplió con el objetivo de documentar los servicios complementarios que se pueden prestar al sistema de distribución mediante los vehículos eléctricos, identificando el servicio que tenía mayor expectativa de implementación, con el fin de aprovechar, tanto los beneficios ambientales y de movilidad sostenible que trae consigo esta tecnología, como los beneficios que puede traer la inyección de potencia al sistema.

Al completar el estudio de los servicios complementarios, se encuentra que el de mayor factibilidad a la implementación es el de regulación de frecuencia mediante la inyección de potencia, debido a que es el servicio de mayor tendencia en la actualidad y presentaba un mayor historial de investigaciones en vehículos eléctricos.

Realizada esta recopilación de datos se procedió a simular en la herramienta de programación matemática GAMS un sistema de potencia con las características necesarias, como cargas, generación, líneas aéreas y terrestres, semejantes a una red eléctrica, que permitía un escenario hipotético al cual se conectan los vehículos eléctricos para analizar el flujo de potencia al interactuar con la red. Obtenidos los resultados de las simulaciones se concluye que:

1. En ambos casos de estudio se observa una inyección de potencia en el periodo de mayor demanda a nivel nacional (entre las 18 y 21 horas), lo que puede ser de gran aporte a la red eléctrica en la prestación del servicio complementario.
2. La mayor cantidad de consumo se da en las horas donde la demanda es baja, generando un bajo impacto a la red y aumentando la probabilidad de inyección en las horas de mayor requerimiento de potencia es decir en la noche, cumpliendo así el

objetivo de despacho de vehículos que trataba de maximizar las ganancias por exportaciones.

3. El incremento de vehículos eléctricos genera expectativas en la posibilidad de prestar a futuro el servicio complementario de regulación de frecuencia en Colombia, sin embargo, la inclusión de estos requiere un gran cambio en la infraestructura de la red eléctrica del país, acarreando costos que pueden llegar a ser innecesarios debido a la baja potencia de inyección a la red con respecto a los grandes generadores.
4. Para cualquier trabajo futuro se resalta la complejidad en la simulación de cualquier caso de estudio, ya que simular una red semejante a la real tomaría una gran cantidad de memoria para cualquier programa computacional, además, del tiempo que toma simular el almacenamiento de vehículos eléctricos en esta.

Referencias Bibliográficas

- ABB, N. d. (2020). *Carga Rápida de Vehículos Eléctricos: El cargador ultra-rápido Terra 51 adapta la tecnología a las costumbres de los usuarios*. Obtenido de <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/newsletters/actualidad-colombia/actualidad-1212.pdf?sfvrsn=2>
- ambiente, M. d. (29 de 06 de 2021). *Minambiente*. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/index.php/estrategia-nacional-de-movilidad-electrica-enme>
- Andemos. (s.f.). *Andemos.org*. Obtenido de <https://www.andemos.org/>
- Andrés Ramos, P. S. (01 de 09 de 2010). *Academia edu*. Obtenido de https://www.academia.edu/7866196/MODELOS_MATEM%C3%81TICOS_DE_OPTIMIZACI%C3%93N
- BYD. (26 de junio de 2021). *Byd autos*. Obtenido de <https://www.bydautocr.com/e1>
- Chunqi Zhou, Y. X. (2020). Economic analysis of auxiliary service by V2G: City comparison. *Chunqi Zhou, Yue Xiang, Yuan Huang, Xiangyu Wei, Youbo Liu, Junyong Liu*, 509-514.
- CNO. (14 de 10 de 2020). *operación, Consejo nacional de*. Obtenido de <https://www.cno.org.co/node/87839>
- Colombia, A. N. (1 de 10 de 2020). *Informe de vehiculos electricos e hibridos a octubre 2020*. Obtenido de [http://www.andi.com.co/Uploads/10.%20INFORME%20DE%20VEHICULOS%20H&E%20OCT%20%20-%20COMPLETO%20\(1\).pdf](http://www.andi.com.co/Uploads/10.%20INFORME%20DE%20VEHICULOS%20H&E%20OCT%20%20-%20COMPLETO%20(1).pdf)
- Comite de analisis, c. y. (s.f.). *Alimentador de prueba de nodos IEEE 123*. Sociedad de ingeniera de potencia IEEE.

Concordia, D. d. (10 de 06 de 2021). *IEEE Xplore*. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/868792/authors#authors>

CREG. (13 de 07 de 1995). *Resolución CREG-025 DE 1995*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025>

CREG. (12 de 09 de 2000). *CREG 064 DE 2000*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2000-Creg064-2000>

CREG. (20 de 02 de 2001). *CREG 023 de 2001*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2001-CREG023-2001?OpenDocument>

CREG. (17 de 12 de 2002). *CREG 082 DE 2002*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d651c206e178624b0525785a007a646c?OpenDocument&Highlight=0,NoResolucionCREG082-2002>

CREG. (08 de 03 de 2005). *CREG 018 DE 2005*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8f0d46ae7d55f6640525785a007a6b74/\\$FILE/D-018%20GESTI%C3%93N%20DEL%20FLUJO%20DE%20POTENCIA%20REACTIVA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8f0d46ae7d55f6640525785a007a6b74/$FILE/D-018%20GESTI%C3%93N%20DEL%20FLUJO%20DE%20POTENCIA%20REACTIVA.pdf)

CREG. (07 de 05 de 2009). *Resolución CREG-051 DE 2009*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg051-2009>

CREG. (03 de 08 de 2010). *CREG 121 DE 2010*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/3d02a35ec9454cf60525785a007a75f2/\\$FILE/Creg121-2010.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/3d02a35ec9454cf60525785a007a75f2/$FILE/Creg121-2010.pdf)

- Electromagnetica, G. d. (2018). Vehículos eléctricos como controladores de frecuencia en una microred. *Journal de Ciencia e Ingeniería*, vol. 10, 6-17.
- energia, M. d. (20 de 06 de 2021). *Upme*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf
- Francis Mwasilu, J. J.-K.-W. (2014). www.elsevier.com/locate/rser. *Revisiones de energías renovables y sostenibles*, 501-516.
- Garcia, G. (07 de 03 de 2019). *hibridos y eléctricos*. Obtenido de <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/tesla-actualiza-red-supercargadores-25-km-autonomia-cada-minuto-carga/20190307104646026199.html>
- Gutiérrez, D. (10 de 06 de 2020). *Hibridos y eléctricos* . Obtenido de <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/curiosidades/cuanto-tarda-recarga-rapida-tesla-model-3-supercharger-v3/20200610133105035816.html>
- Hernandez, A. R. (01 de 2011). *CREG documentos noticias*. Obtenido de https://www.creg.gov.co/images/documentos_noticias/servicios_complementarios.pdf
- Huachun Han, D. H. (2017). Autonomous Frequency Regulation Control of V2G(Vehicle-to-Grid) System. *State Grid Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing* (págs. 5826-5829). China: Chinese Control And Decision Conference (CCDC).
- J. Gil Aguirre, S. P.-L.-F. (01 de 2017). Analisis de los modelos de carga propuestos para los vehiculos electricos. *Universidad Tecnologica de Pereira*.

- Lijuan Cheng, Y. J. (2015). Frequency regulation strategy for decentralized V2G control. Changsha, China: Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies.
- Mantilla, Ó. J. (1 de agosto de 2020). *El carro Colombiano*. Obtenido de <https://www.elcarrocolombiano.com/lanzamientos/byd-e1-electrico-en-colombia-precio-versiones-y-caracteristicas/>
- Martínez, J. (18 de 08 de 2019). *Forococheselectricos*. Obtenido de <https://forococheselectricos.com/2019/08/estas-son-las-curvas-de-carga-de-los-coches-electricos-mas-vendidos.html>
- Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, m. d.-e. (2019). *Estrategia nacional de movilidad eléctrica*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/ENME.pdf>
- Primera, A. d. (21 de mayo de 2021). *¿Cuales son los autos eléctricos más vendidos en Colombia durante 2021?* Obtenido de <https://autosdeprimera.com/noticias/noticias-nacionales/autos-electricos-mas-vendidos-colombia-2021/>
- Sonnen. (02 de 04 de 2021). *sonnen, Inc. 2021*. Obtenido de <https://sonnenusa.com/en/virtual-power-plant/>
- Sostenible, A. n. (26 de 05 de 2021). *Andemos*. Obtenido de <https://www.andemos.org/wp-content/uploads/2021/06/Informe-H%C3%ADbridos-y-El%C3%A9ctricos-2021-5.pdf>
- StoreDot. (2020). *Next-generation electric vehicle batteries for a sustainable and green future*. Obtenido de <https://www.store-dot.com/ev>
- Suárez, I. D. (2019). *Evaluación de desempeño de estrategias descentralizadas de operación de redes de distribución para la gestión de recursos energéticos distribuidos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

transporte, M. d. (21 de 05 de 2021). *Mintransporte*. Obtenido de <https://www.mintransporte.gov.co/publicaciones/9869/bogota-dc-y-antioquia-con-el-mayor-numero-de-vehiculos-electricos-registrados-en-el-pais/>

UPME. (03 de 04 de 2019). *Balance de energía útil para Colombia*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-para-Colombia.aspx>

Uwakwe C. Chukwu, S. M. (2011). V2G Electric Power Capacity Estimation and Ancillary Service Market Evaluation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.

XM. (05 de 06 de 2016). *Centro nacional de despacho*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Formatos%20Reclamacion%20Facturacion/Forms/AllItems.aspx>

XM. (11 de 2017). *Documento XM CND 2017-048*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Documents/Renovables/Popuesta-regulatoria.pdf>

XM. (10 de 10 de 2021). *XM Sumando Energias*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>

Zhongwei Sun a, J. J. (12 de 09 de 2014). *Mecánica Aplicada y Materiales Vol. 631-632*. Beijing: Trans Tech Publications, Suiza.