



REVISTA INGENIO

Evaluación del Impacto de Servicios Auxiliares de V2G en una Red de Distribución: Caso de Estudio Alimentador Centro Babahoyo

Impact Assessment of V2G Ancillary Services on a Distribution Network: A Case Study of the Centro Babahoyo Feeder

Martin Junior Mainato Baren | Universidad Técnica Estatal de Quevedo, UTEQ - Ecuador
Frixon Samuel Macias Salazar | Universidad Técnica Estatal de Quevedo, UTEQ - Ecuador
Cristian Samuel Laverde Albarracín | Universidad Técnica Estatal de Quevedo, UTEQ - Ecuador

Recibido: 25/1/2025
Recibido tras revisión: 14/4/2025
Aceptado: 30/5/2025
Publicado: 10/7/2025

PALABRAS CLAVE

V2G, Red de distribución, servicios auxiliares, vehículo eléctrico.

KEY WORDS

V2G, Distribution network, ancillary services, electric vehicle.

RESUMEN

El artículo aborda la implementación de la tecnología Vehicle-to-Grid (V2G) en la red eléctrica de Babahoyo, Ecuador, para evaluar su influencia en la eficiencia energética. A pesar del crecimiento tecnológico en las redes eléctricas, con la integración de energías renovables y dispositivos de control, como vehículos eléctricos (VEs), existe una carencia de investigaciones previas en Babahoyo y de estudios sobre V2G. Ecuador consume una parte significativa de su energía en combustibles fósiles para el transporte, y se considera a los VEs como una solución eficiente y ecológica. La tecnología V2G permite que los VEs inyecten energía en la red durante picos de demanda, mejorando la eficiencia y regulando la potencia. El estudio incluye simulaciones que revelan que la incorporación de Estaciones de Carga de Vehículos Eléctricos (EVSEs) en la red de Babahoyo suaviza la demanda en días laborables, reduce la sobrecarga en transformadores y mejora la calidad del suministro eléctrico.

ABSTRACT

The article addresses the implementation of Vehicle-to-Grid (V2G) technology in the electrical grid of Babahoyo, Ecuador, to evaluate its influence on energy efficiency. Despite the technological growth in electrical networks, with the integration of renewable energies and control devices, such as electric vehicles (EVs), there is a lack of previous research in Babahoyo and studies on V2G. Ecuador consumes a significant portion of its energy in fossil fuels for transportation, and EVs are considered an efficient and ecological solution. V2G technology allows EVs to inject energy into the grid during peak demand, improving efficiency and regulating power. The study includes simulations that reveal that the incorporation of Electric Vehicle Charging Stations (EVSE) in the Babahoyo network smoothes demand on weekdays, reduces overload in transformers and improves the quality of the electrical supply.

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad las redes de distribución de energía eléctrica están en auge tecnológico, las redes eléctricas están incorporando tecnologías que permiten la generación a partir de fuentes renovables, como la energía fotovoltaica y eólica, así como la implementación de dispositivos de medición y control para optimizar su funcionamiento ante la incorporación de nuevas cargas, una de estas nuevas cargas son los vehículos eléctricos. [1]. En el Ecuador hay pocos estudios como [2] y [3], que evalúan el impacto del parque de VEs sobre las redes de distribución y por ende no existe un estudio que considere la implementación de V2G en la ciudad de Babahoyo.

Ecuador destina gran parte de su energía al transporte, principalmente a través de combustibles fósiles contaminantes con un 98% del consumo de energía proveniente de diésel y gasolinas. Específicamente, el 78% del diésel y el 95,6% de las gasolinas fueron consumidos en actividades de transporte. Esta alta dependencia de combustibles fósiles genera serias implicaciones ambientales, incluyendo emisiones significativas de gases de efecto invernadero, contaminación del aire y contribución al cambio climático. Para abordar esta problemática, se considera que los vehículos eléctricos (VEs) son una opción eficiente y efectiva [2]. La tecnología V2G permite que los

VEs inyecten energía almacenada en sus baterías a la red durante momentos de alta demanda, aliviando la carga y mejorando la eficiencia. Además, esta tecnología ayuda a regular la potencia activa, equilibrar las cargas y filtrar armónicos de corriente y tensiones en la red [5].

La implementación de la tecnología V2G a la ciudad de Babahoyo representa un avance tecnológico representativo, además representa un aporte importante al medio ambiente. También hay que considerar que, al tener la opción de aportar energía a la red, podremos realizar el neteo de energía de los kWh suministrados y reducir los rubros de energía eléctrica consumidas en la localidad, haciendo uso de las regulaciones creadas en los últimos años por la Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales No Renovables ARCERNR No. 001/2021 y 002/2022.

En resumen, el presente estudio analiza el impacto de la tecnología V2G en la red eléctrica de Babahoyo, Ecuador. Destaca los beneficios de los VEs para optimizar el uso de energía y reducir la contaminación, este último se medirá mediante el uso del factor de emisión de equivalencias de gases efecto invernadero. Además, se investiga cómo la tecnología V2G afecta los parámetros eléctricos y aporta servicios auxiliares de la red, para lo cual se realiza diferentes simulaciones con el uso del software Cymdist, en el cual se emplearán 3 escenarios con diferentes casos de estudios, para conocer el comportamiento de la curva de la demanda cuando existe la hora pico y como los vehículos aportan con diferentes servicios auxiliares a la red de distribución.

1.1. CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGÍA V2G

1.1.1. Tecnología Vehicle-2-Grid

Los VEs han experimentado una revolución en la industria automotriz en las últimas décadas, impulsando un cambio significativo hacia una movilidad más limpia y sostenible. Estos innovadores automóviles utilizan motores eléctricos y baterías recargables en lugar de motores de combustión interna, lo que les permite producir cero emisiones en el punto de uso y reducir drásticamente el impacto ambiental en comparación con sus contrapartes de gasolina y diésel [6].

Los propietarios de VE también disfrutan de un menor costo operativo, ya que los vehículos eléctricos requieren menos mantenimiento y el precio de la electricidad suele ser más bajo que el de la gasolina o el diésel. Además, su eficiencia energética es notable, ya que los motores eléctricos son más eficientes en la conversión de energía en movimiento que los motores de combustión interna [6].

En la actualidad, existen cuatro tipos principales de vehículos eléctricos, a saber, Vehículos Eléctricos de

Batería (BEVs), Vehículos Eléctricos Híbridos Enchufables (PHEVs), Vehículos Eléctricos Híbridos (HEVs) y Vehículos Eléctricos de Celda de Combustible (FCEVs) [6].

Esta tecnología permite que un VE no solo reciba energía de la red eléctrica (Grid-to-Vehicle), sino que también pueda devolver energía en sentido contrario, desde las baterías del vehículo hacia la red (Vehicle-to-Grid). Gracias a esta capacidad de flujo bidireccional de energía, el VE puede funcionar como un sistema de almacenamiento de energía cuando está conectado a la red [6].

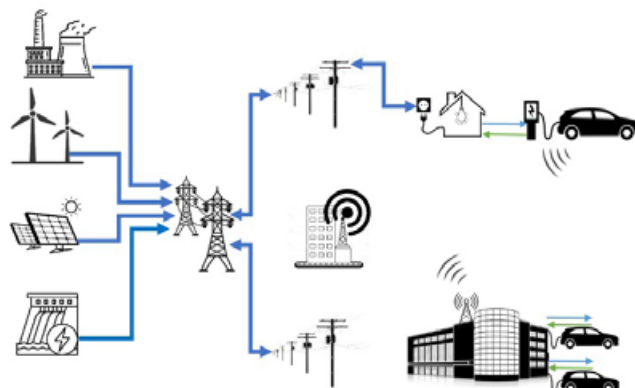
Sin embargo, en este último caso, se debe tener en cuenta las diversas necesidades de autonomía de cada usuario, que pueden variar ampliamente entre diferentes vehículos y propietarios [6].

1.1.2. Modelo de red eléctrica para la implementación de Vehicle to grid

Los componentes esenciales de un sistema V2G incluyen: 1) una conexión eléctrica de doble vía con la red, 2) la capacidad de comunicación con las estaciones de carga para gestionar los procesos de carga y descarga, 3) un sistema de auditoría de los servicios prestados a la red (como un medidor bidireccional), y 4) estaciones de carga junto con vehículos habilitados para V2G [7].

Figura 1.

Dibujo esquemático que muestra las conexiones propuestas de la línea eléctrica y el control inalámbrico entre los vehículos y la red

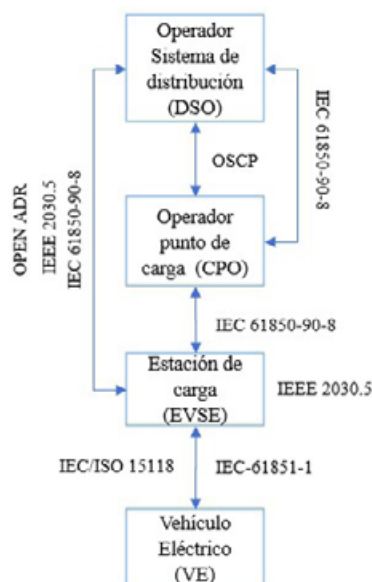


La comunicación entre el operador y los VEs posibilita una coordinación eficiente entre ambas partes, permitiendo la gestión óptima de la potencia de carga. Esto garantiza que se cumplan tanto los requisitos de carga del VE como la entrega de energía a la red, según lo requerido [7].

Los sistemas de comunicación para la bidireccionalidad de la energía en V2G, utilizan los siguientes protocolos y tecnologías:

Figura 2.

Diagrama representativo de los protocolos de comunicación en la movilidad eléctrica



Estándares para la comunicación entre los Vehículos eléctricos y las estaciones de carga

1.1.2.1 ISO IEC 15118

El propósito de esta regulación es optimizar las comunicaciones entre las estaciones de carga, vehículos eléctricos y la red eléctrica [8]. Hasta ahora, la única normativa existente en este ámbito era la IEC 61851, que se encargaba de regular la comunicación entre las estaciones de carga y los vehículos eléctricos [8].

Esta normativa incorpora diversas características, tales como la regulación del 'plug and charge', que implica un conector capaz de identificar el modelo del vehículo sin requerir que el propietario introduzca manualmente los detalles de carga para el pago. Asimismo, facilita la comunicación y regulación de dispositivos V2G y vehicle to home (V2H). Además, permite que los operadores de la red tengan la capacidad de intervenir en el proceso de recarga, ajustando la intensidad de carga, ya sea para aumentarla o reducirla según sea necesario [9].

1.1.2.2 IEC-61851-1

Este estándar tiene como objetivo su aplicación en sistemas de suministro de energía para la carga de vehículos en carretera, abarcando un rango de tensiones de entrada de hasta 1000V en corriente alterna o hasta 1500V en corriente continua, y un rango de tensiones de salida

de hasta 1000V en corriente alterna o hasta 1500V en corriente continua. Esto incluye a vehículos eléctricos de carretera, así como a vehículos híbridos enchufables (PHEV) que obtienen toda o parte de su energía de un sistema de almacenamiento [10].

La norma internacional IEC 61851-1 ha definido cuatro modos de carga para los VEs, este estudio se centrará el modo 4, ya que este permite la bidireccionalidad del flujo de energía entre el VE y el EVSE [10].

El modo cuatro de carga habilita la recarga en corriente continua (CC). Dado que este modo opera con altas potencias, el convertidor debe estar ubicado fuera del vehículo y en la propia estación de carga. En este modo de carga, existen dos estándares para los conectores, uno de origen japonés y otro europeo, conocidos como CHAdeMO y CCS respectivamente [9].

• CHAdeMO

CHAdeMO representa una norma de carga en corriente continua (CC) destinada a vehículos eléctricos, permitiendo una comunicación sin interrupciones entre el automóvil y el dispositivo de carga [11]. Es una norma de origen japonés, publicada por organismos de normalización como la IEC, IEEE, EN y JIS; dichos enchufes son idénticos en todo el mundo y por lo general son usados por los fabricantes de vehículos japoneses, coreanos y algunos europeos [9].

En la actualidad, CHAdeMO es el único protocolo de carga en el mundo con la funcionalidad de carga bidireccional (V2G) habilitada, con producción a gran escala y un sistema de certificación implementado para garantizar la interoperabilidad entre vehículos eléctricos y dispositivos V2G. Hasta la fecha, existen más de 20 modelos de cargadores bidireccionales disponibles y se han instalado más de 10,000 unidades de este tipo en Japón y en todo el mundo [11].

Los proyectos que utilizan las capacidades V2G del protocolo CHAdeMO se han estado llevando a cabo en todo el mundo desde 2012. Recientemente, su escala y número han estado creciendo, con cada vez más iniciativas en Europa y Estados Unidos. Estos proyectos de demostración proporcionan hallazgos y datos valiosos para la implementación a gran escala de la tecnología V2H (Vehicle-to-Home) / V2G en el mercado [11]

• CCS1/2

El sistema CCS1/2 es el estándar de carga rápida que se ha implementado en la Unión Europea para la carga de vehículos eléctricos [12]. Permite que se carguen absolutamente todos los vehículos, incluso los que antes venían con otros conectores. La Unión Europea establece que todas las recargas de VEs que se realicen en el modo de carga 4 deben implementar al menos un conector CCS [12].

La ventaja de este tipo de conector CCS2 hembra es que permite la carga rápida, pero también permite recibir la carga de un conector de carga lenta tipo 2 llamado Mennekes [12]. Con lo cual, con el CCS2, los vehículos se pueden cargar en casa con la corriente alterna durante la noche. Y luego, cargar a toda potencia en cualquier electrolinera [12]. Está compuesto por un total de 9 pines que permiten la carga en corriente alterna (AC) y en corriente continua (CC) [12]. Estos pines del conector CCS2 se organizan en dos grupos:

- Los pines de carga en corriente continua (CC), que se usan para la carga rápida de la batería del vehículo
- Los pines de carga en corriente alternan (AC), encargados de la carga normal o lenta.

En el sistema CCS2, los conectores incluyen un pin de control y un pin de proximidad, con funciones idénticas a las del tipo 2 (Mennekes). Además, se encuentran dos conectores de potencia, uno para el polo negativo (CC-) y otro para el polo positivo (CC+), dado que se trata de corriente continua, y un pin de protección o conexión a tierra, que es compartido con el tipo 2 [12].

El protocolo europeo de carga rápida conocido como CSS Combo, es promovido por la asociación CharIN, que incluye a miembros como BMW, Ford, Honda y fabricantes de equipos [8]. En contraste con CHAdeMO, este protocolo es de acceso abierto, lo que significa que cualquiera puede acceder a las últimas versiones o actualizaciones sin necesidad de ser miembro de una organización [8]. Inicialmente, se reguló bajo la norma DIN SPEC 70121, pero actualmente, el estándar de comunicación para carga rápida conforme a este protocolo está definido en la norma IEC 15118 [8].

1.1.2.3 SAE J3072

La norma SAE J3072 establece los requisitos para una función de sistema de inversor de soporte de red que está integrada en un vehículo eléctrico enchufable (PEV) que se conecta en paralelo con un sistema de energía eléctrica (EPS) a través de equipos de suministro de vehículos eléctricos (EVSE) acoplados conductivamente [13]. Esta norma también define la comunicación entre el PEV y el EVSE requerida para configurar y autorizar la función de inversor a bordo del PEV para la descarga en un sitio. Los requisitos aquí establecidos están destinados a ser utilizados en conjunto con IEEE 1547 y IEEE 1547.1. Esta norma también respaldará inversores interactivos que cumplan con los requisitos de IEEE 1547-2003 y IEEE 1547.1-2005, reconociendo que muchas jurisdicciones de servicios públicos pueden no autorizar la interconexión [13].

1.1.2.4 IEEE 2030.5

El protocolo de comunicación IEEE 2030.5 aporta un valor significativo a los operadores de la red eléctrica al ayudarles a conectarse y aprovechar el mundo de los recursos energéticos distribuidos [14].

Tiene como objetivo ayudar a los fabricantes, operadores e integradores de sistemas de EVSE y PEV a implementar los requisitos de SAE J3072 utilizando el protocolo IEEE 2030.5 [15]. El EVSE es un servidor IEEE 2030.5 que aloja todos los recursos necesarios de SAE J3072 para interactuar con un PEV compatible con J3072 [15]. Cuando un PEV se conecta al EVSE, comienza la secuencia de autorización de SAE J3072. El PEV establece una sesión TLS para comunicarse con el servidor EVSE [15]. El PEV realiza la Búsqueda de Recursos para encontrar las ubicaciones de los recursos relevantes en el servidor EVSE, luego el PEV lleva a cabo el Intercambio de Información de J3072 necesario para obtener la autorización para la descarga, el EVSE evalúa el intercambio de información para determinar si el PEV cumple con todas las condiciones necesarias para la autorización de la descarga. El EVSE otorga o niega la autorización [15].

Esta secuencia de operaciones, desencadenada por la conexión inicial del PEV al EVSE, ocurre una sola vez. Si el EVSE niega la autorización al PEV, este último no intenta nuevamente la secuencia de autorización. En su lugar, el PEV opera en su modo de operación “No SAE J3072”, continuando, monitoreando la señal de autorización de la descarga en caso de cambios en su estado de autorización [15].

Luego, el PEV ingresa a operaciones periódicas donde monitorea continuamente su autorización para la descarga. Si el PEV está autorizado para la descarga, envía información de metrología y estado al servidor EVSE. Si el PEV no está autorizado para la descarga, envía el estado de “no autorizado” al EVSE y puede enviar información de metrología y otro estado, pero no está obligado a hacerlo. Las operaciones periódicas continúan durante la duración de la sesión de carga [15].

1.1.3. Servicios Auxiliares de V2G

El V2G tiene la capacidad de proporcionar servicios complementarios, tales como una regulación rápida de la frecuencia y la tensión, la gestión del equilibrio de carga, una eficiente reserva de energía y respaldo de energía para la integración con fuentes de energía renovable. En este contexto, la función del agregador u operador de red es de suma importancia, ya que actúa como un intermediario entre los vehículos eléctricos y el sistema eléctrico, permitiendo la optimización del flujo de energía de manera que se logre una regulación efectiva de la red [16].

Cabe mencionar que un agregador en la tecnología de *Smart grid*, es un intermediario entre los propietarios de los vehículos eléctricos y la red de energía eléctrica, esto con la finalidad coordinar y gestionar la participación de los VEs conectados a la red en respuesta a la demanda [16].

Los principales servicios auxiliares que se evaluarán en el presente artículo son: la amortización de la curva de demanda del alimentador y las variaciones de tensiones que ocurren a lo largo del alimentador.

1.1.3.1 Regulación de tensión

La regulación de tensión desempeña un papel fundamental en el suministro de potencia reactiva a la red eléctrica. La implementación de sistemas de compensación reactiva en las cercanías de las cargas resulta más efectiva, ya que minimiza la necesidad de transportar potencia reactiva a través de las redes de distribución. Esta estrategia no solo contribuye a la reducción de pérdidas eléctricas en las líneas, sino que también optimiza la eficiencia operativa de la red, favoreciendo una mayor estabilidad y calidad del servicio eléctrico [17].

La regulación de la tensión mediante V2G se lleva a cabo mediante un cargador bidireccional de cuatro cuadrantes que, según las necesidades del sistema, posibilitará la inyección de potencia reactiva desde el vehículo eléctrico hacia la red [17].

El cargador bidireccional permite una mayor versatilidad en la participación de la gestión de energía hacia la red, ya que este permite que el vehículo no solo consuma energía de la red para cargar su batería, sino que también pueda devolver energía hacia la red cuando sea necesario. El término denominado “4 cuadrantes” se refiere a la capacidad del cargador opere bajo 4 configuraciones distintas: el primer cuadrante el cargador actúa entregando energía eléctrica al VE desde la red y el segundo cuadrante el VE libera la energía almacenada en la batería y la devuelve a la red para contribuir al suministro de energía cuando se lo requiera [17].

2. MÉTODO

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

El alimentador Centro Babahoyo es de tipo radial, está conectado a la subestación Terminal Terrestre que tiene una capacidad de 20/25MVA está ubicada en la parte céntrica de la ciudad en las coordenadas -1.80365,-79.52168; el alimentador constituye la red de distribución primaria de la ciudad de Babahoyo, esta operando a un nivel de tensión de 13.8 kV en el lado de alta tensión y mediante transformadores de distribución se reduce a tensiones de 240/120 V, el alimentador cuenta con un total de 2705 usuarios regulados.

La longitud de alimentador es de 2427.4m, la mayor parte del alimentador abastece a la demanda energética urbana, a pesar de que existe una mayor cantidad de usuarios residenciales, la carga de los clientes industriales es mayor.

Tabla 1.

Consumo de energía por tipo de usuario

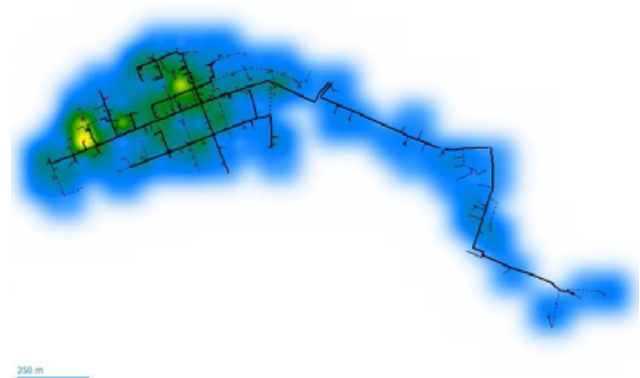
Tipo de usuario	Cantidad de usuarios	Consumo de energía %	kVA
Residenciales	1804	33%	521.75
Comerciales	783	32%	496.55
Industriales	118	35%	478.75

2.2 MODELAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Para el modelamiento del alimentador de distribución, fue necesario obtener los datos de la empresa Distribuidora como: Longitud de cada tramo del alimentador, dispositivos de maniobra y protección (reconectores, seccionadores y fusibles), tipo de estructuras, transformadores y conductores. El modelamiento con los datos reales presenta la ventaja de conocer la participación de los servicios auxiliares de V2G antes y después de la incorporación en la red de distribución, todo el modelamiento de la red se lo realizó en el software CYME 9.0 debido a su alta especialización en el análisis de redes de distribución eléctrica, especialmente en sistemas que integran recursos energéticos distribuidos, como la generación fotovoltaica, almacenamiento de energía y tecnologías de EVSE. En la figura 3 se muestra la red de distribución del alimentador Centro Babahoyo, en el cual con la ayuda del mapa de colores permite identificar la densidad de carga a lo largo del alimentador, donde el color amarillo indica que existe una densidad de carga elevada, mientras que el color azul denota una densidad de carga menor.

Figura 3.

Recorrido del alimentador Centro Babahoyo en el Software CYME



2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Para realizar el análisis de la incorporación de V2G en la red de distribución, se tomó a consideración escenarios diferentes para conocer el comportamiento de la red de distribución mediante la penetración de servicios auxiliares. El primer escenario consiste en modelar el sistema con curvas de carga de los usuarios en la red en días laborables comprendidos de lunes a viernes, el segundo escenario se realizará en los días comprendidos el fin de semana y el último escenario será evaluado en días festivos, el objetivo de considerar los escenarios mencionados es para conocer el comportamiento de la red mediante la inserción de servicios auxiliares mediante el V2G, en diferentes eventualidades del año.

Para cada escenario se realizarán los respectivos casos de estudio, el primer caso de estudio consiste en modelar el sistema de distribución en condiciones normales; es decir cómo está operando la red actualmente, el segundo caso consiste en modelar la red con inserción de los VEs y conocer cómo éstos ayudan a suavizar la curva de la demanda del alimentador y finalmente el siguiente caso se analizará las tensiones a lo largo del alimentador para ver donde se están produciendo estas condiciones anormales y dar posibles soluciones con la inserción de los EVSEs.

2.4 MODELO DE ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Para realizar los casos de estudio con el software CYME, se utilizó un sistema de almacenamiento por baterías (BESS), el cual consta con diferentes componentes como el módulo de batería que almacena la potencia activa proveniente de la red y la transfiere cuando esta es solicitada por medio de los convertidores DC/DC, como la energía debe ser enviada hacia la red eléctrica utiliza un inversor CA/CC. Por otro lado, usando la capacidad del inversor, la potencia reactiva puede ser transferida en distintas direcciones. Dado que todos los componentes mencionados no cuentan con capacidades de operación inteligente, el BESS incorpora un controlador especializado. Este controlador gestiona el suministro bidireccional de potencia activa y reactiva (carga/descarga), basado en un esquema de control avanzado que utiliza mediciones en tiempo real de variables eléctricas en puntos estratégicos de la red. De esta manera, el BESS contribuye a la regulación dinámica del sistema, optimizando el perfil de tensión y mejorando la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Este módulo BESS será el modelo del equipo bidireccional de carga de vehículos eléctricos

(EVSE – Electrical Vehicle Supply Equipment) para las respectivas simulaciones.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para la implementación de las EVSEs, se consideraron ciertos aspectos técnicos, como la potencia de los cargadores y su ubicación, debido a que éstos juegan un papel fundamental en la configuración de la red. Los EVSEs fueron ubicados en lugares y establecimientos de acceso públicos, entre los cuales se tiene al garaje del malecón de la ciudad y al parqueadero del GAD municipal, así mismo se colocó en una gasolinera la cual está conectada al alimentador a estudio y finalmente en una avenida principal, donde existe un mayor flujo vehicular debido a que en esta avenida están ubicadas la mayoría de entidades públicas, todos estos criterios se aplicaron a las EVSEs con potencias de 50kW y 20kW. Las EVSEs con potencias de 7kW fueron ubicadas cerca de conjuntos residenciales. En la tabla 2 se indica la cantidad de EVSEs instaladas a lo largo del alimentador. Cabe recalcar en estaciones de 7.4kW hasta la actualidad no se cuenta con opciones comerciales que permitan la bidireccionalidad de la energía, sin embargo, se consideran estas estaciones debido a que a nivel mundial son las potencias más utilizadas en el mercado residencial.

Tabla 2.

Cantidad de cargadores habilitados para v2g instalados en el alimentador

Potencia de los cargadores	Unidades	Ubicación de los EVSEs en los nodos
50 kW	6	1068234, OID891, OID50772, OID900, OID898, OID866
		1068158-I, OID831-I, OID856-I, OID862-I, OID874-I, OID878-I
20kW	12	OID882-I, OID888-I
		OID893-I, OID896-I
		OID900-I, 1068147-I

1067489-R, 1068138-R, 1068139-R

1068156-R, 1068181-R

1068182-R, 1068183-R

1068195-R, 1068197-R

1068198-R, 1068207-R

1068208-R, 1068209-R

1068214-R, 1068222-R

7.4kW

30

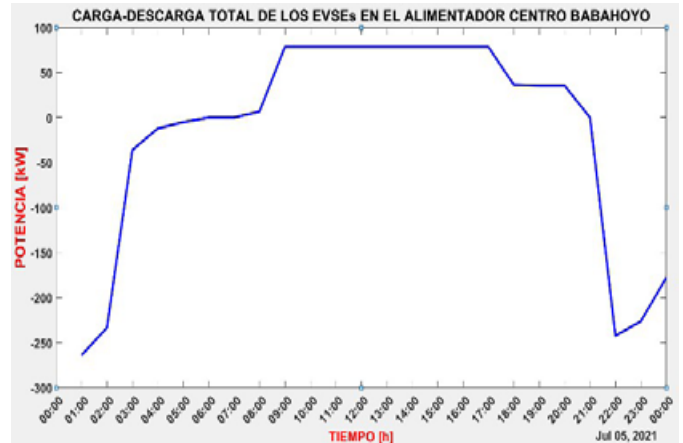
1068223-R, OID50778-R,
OID50770-R, OID9125-R,
OID7311-R, OID7302-R,
OID7268-R, OID7267-R,
OID6103-R, OID5992-R,
OID5975-R, OID3994-R,
OID2321-R, 1068281-R,
OID908-R,

Las potencias utilizadas de los cargadores son de valores comerciales**

Una vez que se efectuó la ubicación de los EVSEs, se configuraron, para realicen el proceso de carga y descarga, para lo cual los EVSEs responderán en función a la cargabilidad de la línea en el tramo al cual están conectados, si la cargabilidad está por debajo del 65% los cargadores empezaran a suministrar energía a las baterías de los vehículos y si está por encima del valor referenciado estos empezaran a descargarse para aliviar la demanda de la red.

Figura 4:

Carga-descarga del conjunto de los EVSEs conectados al alimentador.



La funcionalidad de carga de los vehículos se da en horas comprendidas entre las 8 de la mañana hasta las 17:00 horas de la tarde, que corresponden a los vehículos que se conectaran a los cargadores de 50kW y 20kW. Según [18], en un estudio realizado en Canadá se logró determinar que las estaciones públicas son más propensas a ser utilizadas desde las 8:00 a.m. hasta las 16:30 p.m., por lo cual dichas horas se denotan debido a que en ese horario se efectúa la carga de los vehículos en espacios públicos como parques y garajes de ciertos establecimientos que comprenden el horario laboral de los propietarios de los vehículos, una vez pasado este horario la energía almacenada de los VEs pueden tener la capacidad de ser enviada hacia la red por medio de las EVSEs, para abastecer una parte de la demanda dando como resultado un aplanamiento en la curva de la demanda en cabecera del alimentador. Así mismo los vehículos que se conectaran a cargadores de 7.4kW realizarán su carga en horas de la madrugada, el comportamiento de la carga de estos VEs permite que en las horas durante se produce el valle de la curva de la demanda, incrementa la misma [18]. En la figura 4 se muestra la potencia tanto de carga y descarga del grupo de EVSEs conectados en el alimentador.

3.1 Caso de estudio: Incorporación de EVSE en el alimentador

Para el caso de estudio analizado se tomó como referencias la gestión de inicio y finalización de la carga tanto en cargadores de espacios públicos como los tipos residenciales según [18]. En el cual se denotan que existe una mayor densidad de inicio en carga en espacios públicos en horas comprendidas entre las 7:30 a

8:30 a.m. y un segundo pico entre las 12:00 y 1:30 p.m., mientras que para los cargadores de los usuarios residenciales suele iniciarse entre las 5 p.m. y 6 p.m., dicho comportamiento se lo puede apreciar mediante la figura 5.

Figura 5.

Curvas de inicio de sesión para los cargadores públicos y residenciales.



En la figura 6 se muestra la distribución de finalización de cargas, para los usuarios residenciales la gestión de carga termina entre las 7:30 a.m. y las 8:00 a.m. Mientras que las estaciones de carga públicas se dan en horas comprendidas entre las 4:00 p.m. y 5:00 p.m. Este estudio fue tomado como referencia para la evaluación del comportamiento de la curva a lo largo del día, si bien los horarios de inicio y finalización de las sesiones de carga no coinciden exactamente entre los usuarios residenciales y las estaciones públicas, se observa una cierta similitud en las tendencias generales. Esta diferencia se debe a las variaciones en los perfiles de demanda de cada tipo de infraestructura, lo que provoca que, los horarios específicos de inicio y término no se alinean completamente.

En el caso inicial el comportamiento de la curva de carga diaria del alimentador comprendido en un día, indica que, en periodos del día, a partir desde las 7:00 am, empieza a aumentar la demanda producida por los consumidores, donde se empieza a producir el valor pico a partir de las 16:00, mientras que las horas valles del alimentador se dan en horas comprendidas desde las 2:00 am hasta las 6:00 am.

Se realizó una comparación del comportamiento de la curva de la demanda de energía de la red cuando se conectaron los EVSEs, para aquello se observó que las curvas de la demanda de las 3 fases en el periodo comprendido desde las 5:00 a.m. hasta las 07:00 a.m. no existe un cambio en la curva de demanda debido a que en este horario, por lo general las estaciones de carga de los usuarios residenciales culmina, ya que en ese horario los propietarios de los vehículos los utilizan para la transportación hacia su destino y conectarlos nuevamente a una estación de carga por lo general tipo pública, como se denota en la grafica 7, a partir de las 7:00 a.m. nuevamente existe variación en la demanda. Así mismo, se evidenció que la curva de la demanda cuando existe inyección de potencia hacia la red eléctrica disminuye en horas pico correspondiendo a la 6:00 pm, pasando de 418kVA a 410kVA para la fase A, 487kVA a 469kVA para la fase B y 555kVA

a 549kVA para la fase C respectivamente. En horas comprendidas del valle de la curva esta empieza a incrementar en las horas comprendidas entre la 1:00 am hasta las 5:00 am, dicha eventualidad se da debido a que los cargadores conectados a los usuarios residenciales gestionan su carga en estos horarios, dando como resultado el suavizado de la curva de la demanda en cabecera del alimentador.

En la figura 7 se muestra las curvas de la demanda por cada fase, correspondiendo la curva de color roja a la fase A, la curva azul a la fase B y a la curva negra a la fase C respectivamente, el comportamiento de las curvas denota que incorporando EVSEs en la red de distribución esta disminuye en horas del día, lo que ayuda a que la red en este horario pueda tener la capacidad de satisfacer una mayor demanda, así mismo ayuda a disminuir la cargabilidad en los equipos de la red como lo son las líneas y los transformadores de la red de distribución.

3.2 CASO DE ESTUDIO: CONDICIONES ANORMALES PRESENTADAS EN EL ALIMENTADOR.

Tabla 3.

Subtensiones efectuadas en el alimentador

Nodos con subtensiones en el alimentador			
Nombre del nodo	Subtensión con EVSEs %	Subtensión sin EVSE %	Hora de la subtensión
1056	94,54	94,49	7/5/2021 10:00
210	93,98	93,97	7/5/2021 17:00
216	92,00	91,98	7/5/2021 9:00
217	94,94	94,92	7/5/2021 18:00
237	92,00	92,01	7/5/2021 8:00
268	94,86	94,84	7/5/2021 17:00
346	88,44	88,45	7/5/2021 1:00
361	92,93	92,88	7/5/2021 9:00
365	93,91	93,91	7/5/2021 1:00
856	92,49	92,48	7/5/2021 8:00

Tabla comparativa del caso base y el caso 1**

Al realizar los respectivos flujos de carga mediante los perfiles de los usuarios se obtuvo los nodos que presentan problemas de tensión como lo es la subtensión, para el flujo de carga efectuado en el alimentador Centro Babahoyo se eligió límites de trabajo en función a la condición que se presente; mayor al 105% se presentara una sobretensión y menor a un 95% se presentara una subtensión, esto con respecto a los límites de tensión, mientras que para los límites de sobrecarga para líneas o transformadores, se tomó un valor del

100%, lo cual se evidencia que incorporando potencia mediante los cargadores de los vehículos se logra corre-

gir en pequeñas proporciones el porcentaje de la subten-
sión como se le puede apreciar en la tabla 3.

3.3 CASO DE ESTUDIO: INCORPORACIÓN DE EVSEs EN NODOS CON SUBTENSIONES.

En los nodos que se producían subtensiones se implementó los EVSEs para que estos permitan que las tensiones estén dentro del rango establecido (0.95 y 1.05 pu), a pesar de que se conectaron los EVSEs en los nodos con subtensiones no todos los nodos presentaron mejoras en las tensiones, para el nodo 1056 en un inicio presentaba una subtensión del 94.54% con un tiempo de 7 horas, al implementar el EVSE en el nodo, este si corrigió sus valores pasando a un 97% dejando de presentar la subtensión como se muestra en la figura 8, sin embargo, para el nodo 346 el valor de tensión no entró en los rangos establecidos, la curva de la figura 9 muestra el comportamiento de la curva de la tensión a lo largo del día, se observa que en las horas desde la 1:00 hasta las 14:00 el EVSE suministra suficiente potencia reactiva para que los valores de la tensión se mantengan en 240V, pero a las 16:00 ya no es capaz de mantener el valor de tensión debido a que este se descarga al límite configurado, es por ello que el EVSE con esa potencia no es capaz de solucionar del todo

incrementar la potencia del EVSE o implementar otro el problema de subtensión, una solución factible es un mecanismo que inyecte reactivos a dicho nodo que mejore el perfil de tensión.

La potencia de los EVSEs es de gran importancia ya que, dependiendo de la capacidad de estos, tendrán la capacidad de suministrar servicios auxiliares a la red de distribución, como la energía reactiva para ayudar a corregir las caídas de tensión producidas a lo largo del día.

Caso de estudio: Incorporación de EVSEs en equipos con sobrecargas.

Se realizó un análisis en función a la cargabilidad de los equipos, en el cual se determinó que el transformador 1068270 presentaba una cargabilidad de 103.5% de manera global, como se observa en la figura 10 el transformador en las 24 horas del día presenta cargabilidad elevada, debido a que abastece a 67 usuarios que están ubicados donde existe alto consumo de energía de la red, correspondiendo 28 a usuarios comerciales, 35 residenciales y 4 industriales; dicho transformador está ubicado en el centro de la ciudad de Babahoyo.

Al implementar la EVSE el comportamiento de la tensión del nodo, como se muestra en la figura 11, presentó una mejora, es decir una disminución en la cargabilidad del transformador, en horas desde las 07:00 p.m. hasta 03:00 a.m. la cargabilidad paso de un 103.5% a un 94.6% disminuyendo la cargabilidad del transformador, sin embargo en horas desde las 3:00 a.m. hasta las 7:00 a.m.

el transformador se sobrecargó pasando de un 103.5% a 112.6%, dicho comportamiento se refleja debido a que los vehículos eléctricos se conectan a la red, mientras que en horas del día desde las 7:00 a.m. hasta las 18:00 p.m. el comportamiento de la curva se mantiene igual debido a que no existe ni carga ni recarga de los vehículos eléctricos mediante los EVSEs, dicho comportamiento de la curva durante las 24 horas se da debido a que los EVSEs se los configuró a que trabajen con el comportamiento de los cargadores residenciales. En las horas donde se producían las descargas de energía hacia la red se observa como la tecnología V2G por medio del controlador de carga puede ayudar a la red de distribución.

3.4 Caso de estudio: Incorporación de EVSEs en el alimentador en fines de semana y días festivos.

La curva de carga de demanda en general varía entre días laborables y días festivos/fines de semana debido a cambios en los patrones de consumo. En días laborables, la demanda tiende a ser más alta durante las horas de trabajo, impulsada por la actividad industrial y comercial, así como por las rutinas diarias de las personas. Durante los días festivos y fines de semana, la demanda se redistribuye, con una disminución en la actividad industrial y comercial, y un aumento en el consumo residencial, especialmente en actividades de entretenimiento y hogareñas.

Al verificar las curvas de carga del alimentador sin EVSE del caso de estudio “Incorporación de EVSE en el alimentador”, figura 5 y las curvas de carga del alimentador de este caso, las cuales se encuentran graficadas en la figura 12 se puede evidenciar la redistribución de la demanda en las horas del día en el alimentador, en días de fines de semana y días festivos.

El comportamiento de la curva de carga del alimentador al incorporar los EVSEs se puede visualizar en la figura 12, donde la mayoría de los EVSEs empiezan a cargarse a la 1:00 am y terminan de cargarse a las 5:00 am aproximadamente. La descarga de ciertos vehículos que todavía se encuentran conectados a la red, empieza desde las 7:00 am hasta las 19:00 pm y por último vuelven a conectarse los EVSEs a la 21:00 pm.

Se realizó una comparación del comportamiento de la curva de la demanda de energía de la red cuando se conectaron los EVSEs, para lo cual se evidenció que la curva de la demanda cuando existe inyección de potencia hacia la red eléctrica disminuye, en horas pico correspondiendo a las 14:00 pm, pasando de 537kVA a 531kVA para la fase C, 486kVA a 468kVA para la fase B y 376kVA a 369kVA para la fase A respectivamente.

Durante las horas de menor demanda eléctrica, la curva de carga comienza a mostrar un aumento en su valor, específicamente en el intervalo de tiempo que abarca desde la 1:00 de la madrugada hasta las 5:00 de la mañana. Este fenómeno se produce debido a que los cargadores

conectados en los hogares de los usuarios empiezan a gestionar su carga durante este período.

En la Figura 12, se presentan las curvas de demanda correspondientes a cada fase de manera diferenciada. La curva de color rojo representa la fase A, la curva azul corresponde a la fase B, y la curva de color negro se refiere a la fase C. La observación clave en el comportamiento de estas curvas indica que, al incorporar los EVSEs en la red de distribución, se produce una disminución en la demanda durante ciertas horas del día. Este efecto contribuye a que la capacidad de la red eléctrica en ese período sea suficiente para satisfacer una demanda mayor, al mismo tiempo que reduce la carga en los componentes de la red, como las líneas de distribución.

3.5 CASO DE ESTUDIO: INCORPORACIÓN DE EVSEs EN NODOS CON SUBTENSIONES ANÁLISIS EN FINES DE SEMANA Y DÍAS FESTIVOS.

Luego de realizar el análisis de subtensiones con la implementación de EVSEs de manera general, los perfiles de tensión en varios nodos no presentaron mejoras considerables comparando con el perfil de tensión del caso sin EVSEs, ya que no superaron el valor mínimo de subtensión permitido (0.95).

Para solucionar los problema de subtensión se incorporó nuevos EVSEs de 50 kW en los nodos que presentaron subtensiones en la red, con la finalidad de mejorar el perfil de tensión en los nodos críticos, para el nodo 1056 en un inicio presentaba una subtensión del 93.98% con un tiempo de 12 horas, al implementar el EVSE en el nodo, este si corrigió sus valores pasando a un 98% dejando de presentar la subtensión como se muestra en la figura 11, donde la curva de color rojo representa al perfil de tensión en el nodo 1056 cuando no se ha incorporado ningún EVSE a la red, la curva de color azul representa al perfil de tensión del nodo cuando se incorporó EVSEs de manera general a la red y el color negro representa la curva del perfil de tensión en el nodo cuando se incorporó EVSEs en los nodos que presentaban subtensión.

El nodo 346 el valor de subtensión era uno de los más críticos, la curva de la figura 7 muestra el comportamiento de la curva de la tensión a lo largo del día, se observa que presenta una subtensión de 88.48% en todo el día sin EVSE en el nodo, con la incorporación del nodo el perfil sube a 98 %, dejando el nivel de tensión en el rango permitido.

3.6 CASO DE ESTUDIO: INCORPORACIÓN DE EVSEs EN EQUIPOS CON SOBRECARGAS.

Se llevó a cabo un análisis centrado en la carga de los equipos, y como resultado, se determinó que el transformador 1068270 presentaba una carga global del 103.5%, este valor se refleja en la Figura 10, donde se observa,

que, a lo largo de las 24 horas del día, el transformador opera a un nivel de carga del 103.5%.

Sin embargo, tras la implementación de las EVSE, se observó una mejora en su carga. Durante las horas comprendidas entre la 1:00 a.m. y las 3:00 a.m., la carga del transformador disminuyó del 103.5% al 96.3%, aliviando la carga del transformador en ese período. No obstante, entre las 3:00 a.m. y las 7:00 a.m., se registró un aumento en la carga, llegando al 112.6%. A las 7:00 a.m., el EVSE se desconecta de la red, simulando la partida de los usuarios para realizar otras actividades. Durante este período, la carga se mantuvo en 103.5% debido a la inactividad del EVSE. Finalmente, desde las 6:00 p.m. hasta la medianoche, el EVSE vuelve a inyectar energía en la red, reduciendo la carga del transformador al 96.3% para finalizar el día, como se observa en la figura 16, donde la curva de color roja continua representa a la cargabilidad del transformador sin la incorporación de los EVSEs, y la curva de color azul discontinua representa a la cargabilidad del transformador con la incorporación de los EVSEs.

3.7 Discusión

El estudio llevado a cabo por [2] destacó las ventajas de los VEs en la red de distribución, con un enfoque en el nivel de carga de los alimentadores y los transformadores de distribución, así como los niveles de tensión y la demanda en los alimentadores. A través de varios escenarios planteados, se pudo determinar la influencia de la incorporación de VEs de distintos modelos. Se observó que una penetración del 10% de vehículos de tipo Kia logró reducir la carga del transformador durante las horas pico, lo que representó un resultado positivo para la red de distribución. A diferencia del estudio realizado se tomó a consideración un modelo de cargador para vehículos eléctricos donde se evaluó la curva de la demanda en días laborables y no laborables, donde se evaluó la tensión a lo largo del alimentador, en el cual se tomó a consideración cargadores de tipo residenciales y de uso público, para conocer cómo se comporta la curva en todo instante de tiempo. En la investigación [18], describen el comportamiento de la gestión de carga en el inicio y finalización de los cargadores de uso público y residenciales, lo que ayudó a describir el comportamiento de la curva de los EVSEs en el alimentador Centro Babahoyo, en el estudio desarrollado hubo resultados favorables para el alimentador estudiado, dentro de los resultados más relevantes se tiene una disminución en la curva de carga en los días laborables mediante la implementación de los EVSE, ya que éstos fueron ubicados en lugares idóneos para la carga de los EVs, así mismo ciertos transformadores que estaban operando en estado de sobrecarga mediante la inyección de energía mediante los VEs se logró reducir la cargabilidad de los transformadores pasando a valores por debajo del 100%.

4. CONCLUSIONES

La implementación de la tecnología V2G (Vehicle-to-Grid) en la red eléctrica de la ciudad de Babahoyo, Ecuador, ofrece beneficios significativos tanto para la optimización del uso de la energía como para la reducción de la contaminación ambiental. Esta tecnología permite que los vehículos eléctricos inyecten energía almacenada en sus baterías en la red durante momentos de alta demanda, lo que alivia la carga y mejora la eficiencia. Además, contribuye a regular la potencia activa y equilibrar las cargas en la red. Al incorporar puntos de carga de vehículos eléctricos en lugares estratégicos, se logra suavizar la curva de la demanda durante el día laborable, reduciendo la carga en los transformadores y líneas de distribución. Esto también conduce a una disminución de la sobrecarga en ciertos equipos de la red, mejorando la calidad del suministro eléctrico.

En los resultados obtenidos tras la implementación de estaciones de carga de vehículos eléctricos (EVSEs) en la red de distribución de Babahoyo, se evidenció una reducción significativa en la carga de los transformadores. Por ejemplo, el transformador 1068270, que inicialmente operaba al 103.5% de su capacidad, experimentó una disminución al 96.3% durante ciertas horas, aliviando así la sobrecarga. Además, se logró una reducción en la carga pico de la red, disminuyendo la demanda de 537kVA a 531kVA en horas de alta demanda. Estos datos numéricos respaldan las ventajas de la tecnología V2G en la optimización de la red eléctrica y la mejora de la confiabilidad del suministro, destacando su potencial para la gestión inteligente de la energía.

El análisis detallado de la incorporación de EVSEs (Estaciones de Carga de Vehículos Eléctricos) en la red eléctrica de Babahoyo revela la importancia de esta tecnología para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico. Los EVSEs, ubicados estratégicamente en lugares públicos y residenciales, juegan un papel crucial en la gestión de la carga y descarga de vehículos eléctricos. Durante los días laborables, contribuyen a aplanar la curva de la demanda, reduciendo la carga en horas pico y mejorando la capacidad de la red. En días festivos y fines de semana, redistribuyen la demanda de energía, adaptándose a los patrones de consumo cambiantes. Además, se observa que los EVSEs pueden ayudar a corregir problemas de subtensión y sobrecarga en ciertos nodos y equipos de la red. Esta investigación destaca el potencial de la tecnología V2G para mejorar la infraestructura eléctrica y promover la adopción de vehículos eléctricos como una alternativa más sostenible y eficiente en el transporte.

REFERENCIAS

- [1] F. Samuel et al., "Análisis de la incorporación de sistemas fotovoltaicos tipo red en el alimentadorcentro Babahoyo 13.8kv de CNEL EP unidad de negocios Los Ríos," Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Quevedo, 2022. Accedido: 20 de Agosto de 2023. Disponible en: <https://repositorio.uteq.edu.ec/server/api/core/bitstreams/58785567-4aed-4380-8cb6-a6848bf-22db7/content>
- [2] E. Delgado y J. Medina, "Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución eléctrica," 2021, pp. 1–128, Accessed: Aug. 02, 2023. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/36033>
- [3] G. Camino, "Análisis técnico y económico de la integración de flotas de vehículos eléctricos a nivel residencial en sistemas modernos de distribución de energía eléctrica," 2022. Accessed: Aug. 20, 2023. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/22793/1/CD%2012277.pdf>
- [4] C. Perez, "Transporte lidera estadísticas de consumo energético en Ecuador," Quito, 2022.
- [5] G. K. R. Nikhil, "Impact of EV on Integration with Grid System A Review," en 8th International Conference on Power Systems (ICPS), Apr. 2020, doi: 10.1109/ICPS48983.2019.9067587.
- [6] Carrera, "Estimacion de costos de energia electrica para la recarga de vehiculos electricos basado en la optima respuesta de la demanda" 2020.
- [7] W. Kempton and J. Tomić, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and netrevenue," J Power Sources, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, Jun. 2005, doi:10.1016/j.jpowsour.2004.12.025.
- [8] LugEnergy, "¿Qué es la ISO 15118?," 2023.
- [9] A. Internacional de Energías Renovables, Perspectivas de innovación: Carga inteligente para vehículos eléctricos. 2019. [Online]. Disponible en: www.irena.org
- [10] CTN 203, "UNE-EN IEC 61851-1 Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos," 2022, Accessed: Sep. 09, 2023. [Online]. Available: [file:///D:/DESCARGAS%20NAVEGADOR/\(EX\)UNE-EN_IEC_61851-1=2020-2.pdf](file:///D:/DESCARGAS%20NAVEGADOR/(EX)UNE-EN_IEC_61851-1=2020-2.pdf)
- [11] CHAdEMO, "A decade of in-market experience with V2G/VGI," 2022. <https://www.chademo.com/technology/v2g> (accessed Aug. 22, 2023).
- [12] Floox, "¿Qué es el sistema CCS2 en la carga de un vehículo eléctrico?," 2023.
- [13] H. Asgeirsson, "Electric Vehicle V2G AC Standards SAE, IEEE, UL," 2021.
- [14] F. Wauquiez, "IEEE 2030.5 – Connect to the Wide World of Distributed Energy Resources." <https://www.ge.com/digital/tech/ieee-20305-connect-wide-world-distributed-energy-resources> (accessed Sep. 09, 2023).

- [15] SunSpec Alliance, “IEEE-2030.5-V2G-AC-Profile Implementation Guide for SAE J3072,” 2022, Accessed: Sep. 08, 2023. [Online]. Available: <https://sunspec.org/wp-content/uploads/2022/06/SunSpec-IEEE-2030.5-V2G-AC-Profile-TEST-1.0.pdf>
- [16] B. Dumnić et al., IEEE EUROCON 2019: 18th International Conference on Smart Technologies: 1st - 4th July 2019, Novi Sad, Serbia.
- [17] J. Wang, G. R. Bharati, S. Paudyal, O. Ceylan, B. P. Bhattarai, and K. S. Myers, “Coordinated Electric Vehicle Charging with Reactive Power Support to Distribution Grids,” IEEE Trans Industr Inform, vol. 15, no. 1, pp. 54–63, Jan. 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2829710.
- [18] T. Jonas, N. Daniels, and G. Macht, “Electric Vehicle User Behavior: An Analysis of Charging Station Utilization in Canada,” Energies (Basel), vol. 16, no. 4, Feb. 2023, doi:10.3390/en16041592.

ANEXOS

Figura 6.

Curvas de finalización del comportamiento de los cargadores públicos y residenciales.

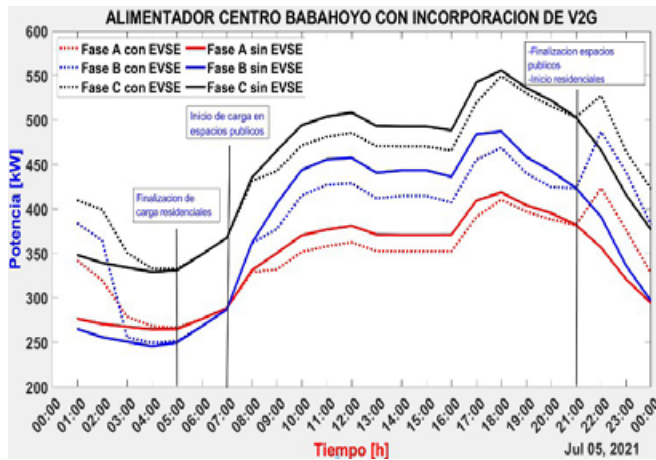


Figura 7.

Curvas de la demanda en cabecera del alimentador de las 3 fases, con y sin implementación de EVSEs.

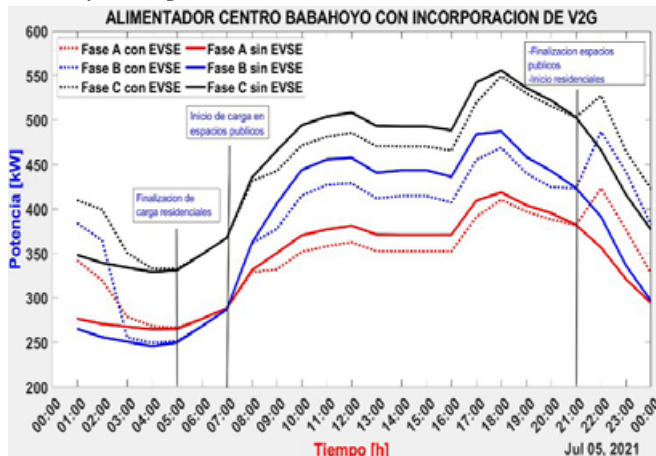


Figura 8.

Comportamiento de la tensión en el nodo 1056 cuando se implementó EVSE.



Figura 9.

Comportamiento del perfil de tensión a lo largo del día en el nodo 346

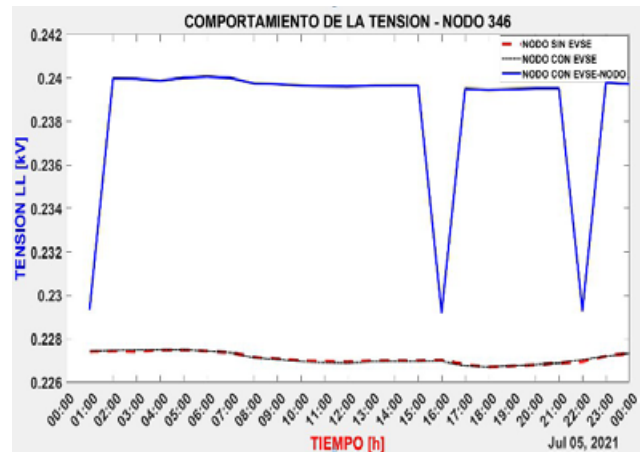


Figura 10.

Porcentaje de cargabilidad del transformador cuando no existe inyección de energía mediante los EVSEs durante un día laborable.

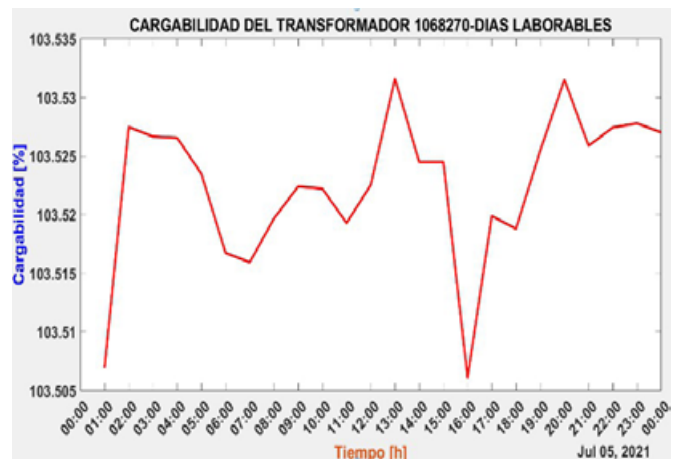


Figura 11.

Porcentaje de cargabilidad del transformador durante el periodo de un día con y sin EVSE

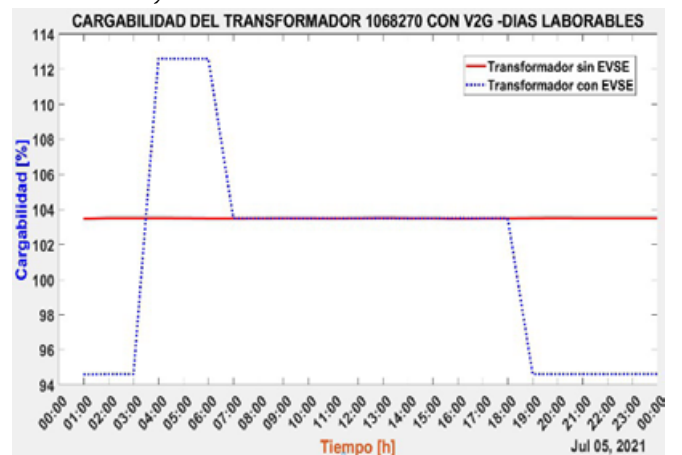
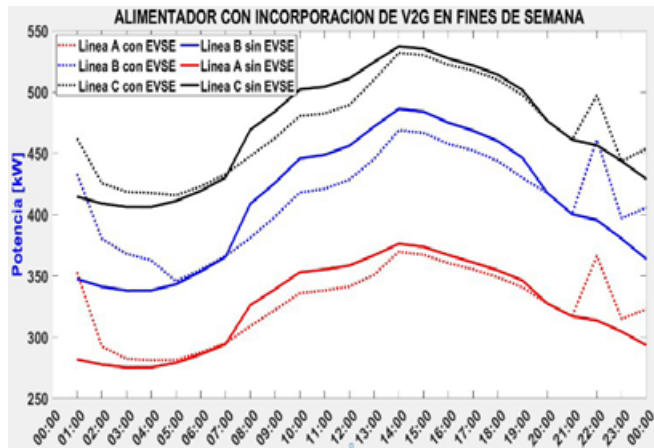
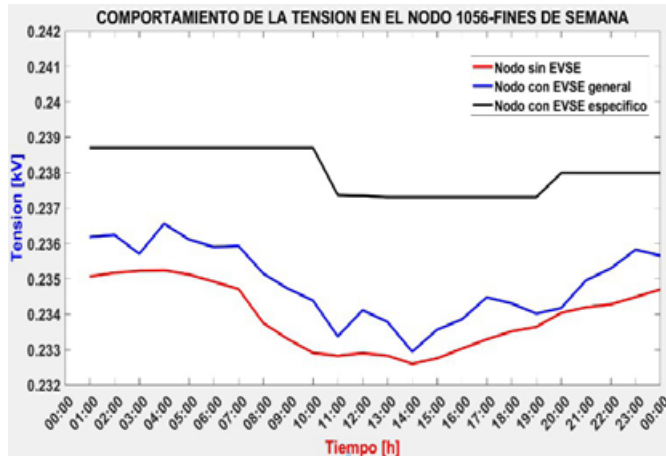


Figura 12.

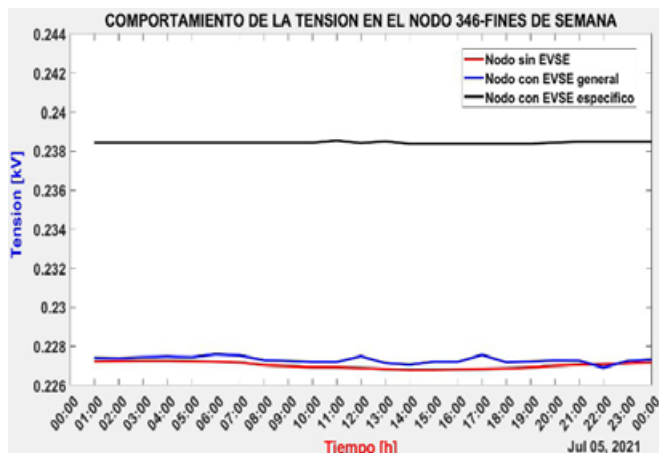
Porcentaje de cargabilidad del transformador durante el periodo de un día

**Figura 13.**

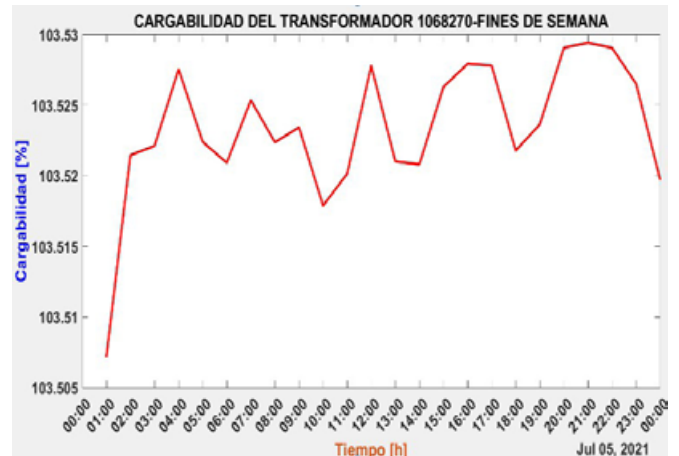
Tensión en el nodo 1056 durante el fin de semana, mediante diferentes escenarios.

**Figura 14.**

Tensión en el nodo 1056 en condiciones diferentes en días de fines de semana

**Figura 15.**

Porcentaje de cargabilidad del transformador durante el periodo de un día de fin de semana

**Figura 16.**

Porcentaje de cargabilidad del transformador con carga y descarga del EVSE durante el periodo de un día.

