

Impacto Técnico de Estaciones de Carga Rápida en una Red de Distribución Urbana Ecuatoriana.

Technical Impact of Fast-Charging Stations on an Ecuadorian Urban Distribution Network.

Byron Santiago Rendon Espinoza, Silvia Virginia Taipe Quilligana, Washington Omar Parrales Villigua & Milton Geovanny Cuenca Cabrera.

PUNTO CIENCIA.

julio - diciembre, V°6 - N°2; 2025

Recibido: 18-09-2025

Aceptado: 19-09-2025

Publicado: 30-12-2025

PAIS

- Ecuador, Quevedo
- Ecuador, Quevedo
- Ecuador, Quevedo
- Ecuador, Quevedo

INSTITUCION

- Universidad Técnica Estatal de Quevedo

CORREO:

- ✉ brendone@uteq.edu.ec
- ✉ staipeq@uteq.edu.ec
- ✉ washington.parrales2017@uteq.edu.ec
- ✉ mcuencac@uteq.edu.ec

ORCID:

- <https://orcid.org/0009-0003-0688-066X>
- <https://orcid.org/0000-0001-5010-5466>
- <https://orcid.org/0009-0004-8344-608X>
- <https://orcid.org/0000-0002-8409-2007>

FORMATO DE CITA APA.

Rendon, B. Taipe, S., Parrales, W. & Cuenca, M. (2025). Impacto Técnico de Estaciones de Carga Rápida en una Red de Distribución Urbana Ecuatoriana. *Revista G-ner@ndo*, V°6 (N°2). Pág. 1507 – 1528.

Resumen

Esta investigación analiza los efectos técnicos y operativos de la integración de estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos en el alimentador de distribución San José Sur de la subestación Quevedo Sur. Las simulaciones detalladas demuestran que la adición de tres electrolineras incrementa la carga total del alimentador en aproximadamente un 11,9% (de 4187,44 kVA a 4686,25 kVA) y las pérdidas eléctricas en un 22% (de 214,54 kVA a 261,72 kVA). El factor de potencia permanece superior al 96% y la red cumple la normativa nacional de tensión, excepto por un evento puntual de subtensión. Los aumentos de pérdidas y cargabilidad se concentran en los tramos más cercanos a las estaciones de carga, evidenciando la importancia de una planificación detallada por ubicación. El estudio emplea modelado de sistemas eléctricos (CYMDIST), datos operativos reales y simulaciones multiescenario, triangulando los resultados con código nacional y bibliografía internacional. Los hallazgos confirman que una penetración inicial de vehículos eléctricos es viable, pero subrayan la necesidad de actualizar la red y gestionar la carga de manera inteligente para garantizar calidad y fiabilidad sostenidas.

Palabras clave: Vehículos eléctricos, carga rápida, distribución eléctrica, planificación de red, electromovilidad.

Abstract

This research analyzes the technical and operational effects of integrating fast-charging electric vehicle (EV) stations within the San José Sur distribution feeder of the Quevedo Sur substation. Detailed simulations demonstrate that adding three charging stations increases the total feeder load by approximately 11.9% (from 4187.44 kVA to 4686.25 kVA) and electrical losses by 22% (from 214.54 kVA to 261.72 kVA). The power factor remains above 96%, and the network satisfies national voltage regulations except for a single measured undervoltage event. Losses and loading increases are concentrated in feeder sections nearest to charging stations, evidencing the importance of detailed, location-based planning. The study employs power system modeling (CYMDIST), real operational data, and multi-scenario simulations, triangulating results with national code and international literature. The findings confirm that initial EV penetration is feasible but highlight the need for proactive network upgrades and smart charging management to ensure sustained quality and reliability.

Keywords: Electric vehicles, fast charging, power distribution, network planning, electromobility.

Introducción

En la última década, la electrificación del transporte ha transitado desde la visión prospectiva hacia una realidad inevitable, impulsada tanto por políticas de descarbonización como por avances tecnológicos que hacen viable la masificación de vehículos eléctricos. La proliferación de electrolineras o estaciones de carga rápida emerge como condición indispensable para lograr una transición efectiva, ya que responde directamente a la demanda de autonomía, conveniencia y confiabilidad, que son barreras frecuentes en la aceptación masiva del vehículo eléctrico. Sin embargo, integrar estas estaciones en redes de distribución urbanas implica una serie de desafíos ingenieriles, regulatorios y operativos (He et al., 2022a; Wallison et al., 2025).

El alimentador San José Sur, ubicado en la ciudad de Quevedo, Ecuador, representa un caso paradigmático para estudiar este fenómeno emergente. La red local, dimensionada originalmente para una demanda convencional y con márgenes de reserva limitados, es ahora objeto de análisis ante la eventual penetración sostenida de vehículos eléctricos y la implementación de uno o más puntos de recarga de alta potencia. En este contexto, surgen interrogantes sobre la capacidad de la infraestructura para gestionar cargas altamente concentradas y variables en el tiempo, el impacto sobre la calidad de la energía suministrada, las pérdidas técnicas, la eficiencia global del sistema y la interacción con otros elementos de la red, como transformadores y elementos de protección (Kene & Olwal, 2023; Xue et al., 2021).

Las actuales redes de distribución, y de modo particular la alimentada por la subestación Quevedo Sur – San José Sur, no fueron concebidas considerando la integración masiva e intensiva de estaciones de carga rápida. El principal reto radica en la posibilidad de que la demanda puntual y simultánea de múltiples estaciones concentradas provoque congestión, caídas de tensión, aumento de las pérdidas por efecto Joule, y comprometa los márgenes normativos de calidad y confiabilidad. Estos efectos, documentados en distintos contextos

internacionales, pueden verse agravados en entornos urbanos de países en desarrollo donde la densidad y antigüedad de la infraestructura limitan el margen de adaptabilidad, y donde los recursos para modernización son escasos (Bernal-Vargas et al., 2023; Chavhan et al., 2022; He et al., 2022b).

Por otro lado, la integración puede presentar oportunidades, como la optimización del perfil de carga de la red cuando la recarga se gestiona con algoritmos predictivos y sistemas de gestión inteligente, acoplándose en forma dinámica con generación distribuida renovable y sistemas de almacenamiento energético. Esta posibilidad de flexibilidad y sinergia tecnológica subraya la importancia de analizar el problema de manera sistémica y prospectiva (Badugu et al., 2024; Mohammed et al., 2024).

El objetivo central de este trabajo es analizar y cuantificar el impacto técnico de la integración escalonada de estaciones de carga para vehículos eléctricos en la red de distribución bajo estudio, centrándose en parámetros como la cargabilidad de transformadores y conductores, la evolución de los perfiles de tensión, la magnitud de las pérdidas técnicas y la robustez operativa frente a escenarios de alta penetración de electromovilidad (Fatima et al., 2024; He et al., 2022a).

Diversas investigaciones han demostrado que la transición a la electromovilidad genera transformaciones profundas en el comportamiento de las redes de distribución, con consecuencias que van desde la saturación de segmentos críticos hasta la necesidad de redefinir las estrategias de mantenimiento preventivo y la planificación de inversiones. Además, el fenómeno no es solo técnico, sino que involucra aspectos regulatorios, medioambientales y de gobernanza energética, respaldados por normativas como la ARCERNR 002/20 en Ecuador, y estándares internacionales tales como IEEE 519 e IEC 61851. Cualquier estrategia de integración debe apoyarse en la consideración de la calidad de la energía, la adaptabilidad

normativa y la maximización de los beneficios para el ecosistema energético local y nacional (Sandström et al., 2023; Wallison et al., 2025).

Para abordar estas cuestiones, se adoptó una estrategia metodológica basada en el modelado digital de la red con el software CYMDIST, ampliamente homologado a nivel internacional para el estudio de sistemas de distribución sometidos a nuevas demandas. Se recopilaron datos operativos reales y se diseñaron escenarios progresivos de integración, evolucionando desde el estado actual del alimentador hasta la inclusión de tres electrolíneas estratégicamente ubicadas (Bommana et al., 2023; Kumar & Chin, 2024a, 2024b).

La simulación de cada escenario permitió evaluar el comportamiento de variables clave como: (1) cargabilidad de cada tramo y transformador ante nuevos perfiles de consumo, (2) evolución temporal de los niveles de tensión máxima y mínima comparados con los límites normativos, (3) incrementos de pérdidas técnicas y factibilidad de refuerzo de infraestructura, (4) influencia sobre la calidad de suministro en términos de armónicos, desequilibrios y factor de potencia (K. K. et al., 2025; Syed Nasir et al., 2021).

Métodos y Materiales

El análisis de la integración de estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos en la red de distribución de la subestación Quevedo Sur – San José Sur se estructuró sobre una metodología integral que combinó registros operativos reales, modelamiento computacional, simulaciones por escenarios y revisión experta de literatura científica especializada.

Escenarios de Simulación

De acuerdo con la Tabla 1, se plantearon cuatro escenarios que representaron la evolución lógica de la infraestructura local:

Tabla 1.

Escenarios analizados sin y con integración de puntos de carga

Escenario	Estaciones de carga
Base (actual)	0
Integración inicial	1
Integración Intermedia	2
Expansión Total	3

Cada escenario incluyó la coexistencia de carga urbana convencional y demanda asociada a la movilidad eléctrica, aplicando perfiles horarios y ubicaciones propuestas por las tendencias internacionales.

El modelado y simulación se realizó principalmente con CYMDIST, software especializado en análisis de redes de media y baja tensión

Procedimiento Metodológico

- Levantamiento de datos: Registro de datos operativos locales, validando parámetros con la normativa IEC e IEEE.
- Modelado de red: Construcción digital de la red local en CYMDIST y parametrización con datos reales y recomendaciones técnicas internacionales.
- Simulación de escenarios: Cálculo de flujos de carga, estudios armónicos y análisis de contingencia para cada caso de integración.
- Procesamiento de resultados: Análisis estadístico y representaciones gráficas de los resultados consolidados.

Análisis de Resultados

A continuación, se realiza un análisis del alimentador, sobre el estado actual teniendo en cuenta los aspectos más relevantes para esta investigación.

El alimentador San José Sur se encuentra en Quevedo y está compuesto por alrededor de 253 transformadores y un total de 245 cargas concentradas. En la Tabla 2 se muestra el estado actual del alimentador.

Tabla 1.

Estado actual del alimentador

Carga total			Pérdidas totales		
kVA	kW	FP (%)	kVA	kW	FP (%)
4187,44	4061,40	96,99	214,54	101,07	47,11

De acuerdo a la Tabla 2, en la primera banda, la carga total demanda valores de 4187,44 kVA y 4061,40 kW, con un factor de potencia de 96,99%, lo que refleja una operación eficiente y un bajo desfase entre corriente y tensión. Aunque valores cercanos a la unidad son ideales para minimizar pérdidas e incrementar la capacidad útil de transformación, la cifra registrada es representativa de alimentadores urbanos.

Respecto a las pérdidas totales, se registran 214,54 kVA y 101,07 kW, lo cual equivale a un factor de potencia de 47,11%. Dicho valor es consistente con la naturaleza de las pérdidas, las cuales están compuestas principalmente por componentes reactivos y resistivos distribuidos en la red, además de pérdidas inherentes a transformadores y líneas.

Análisis del flujo de carga en los transformadores

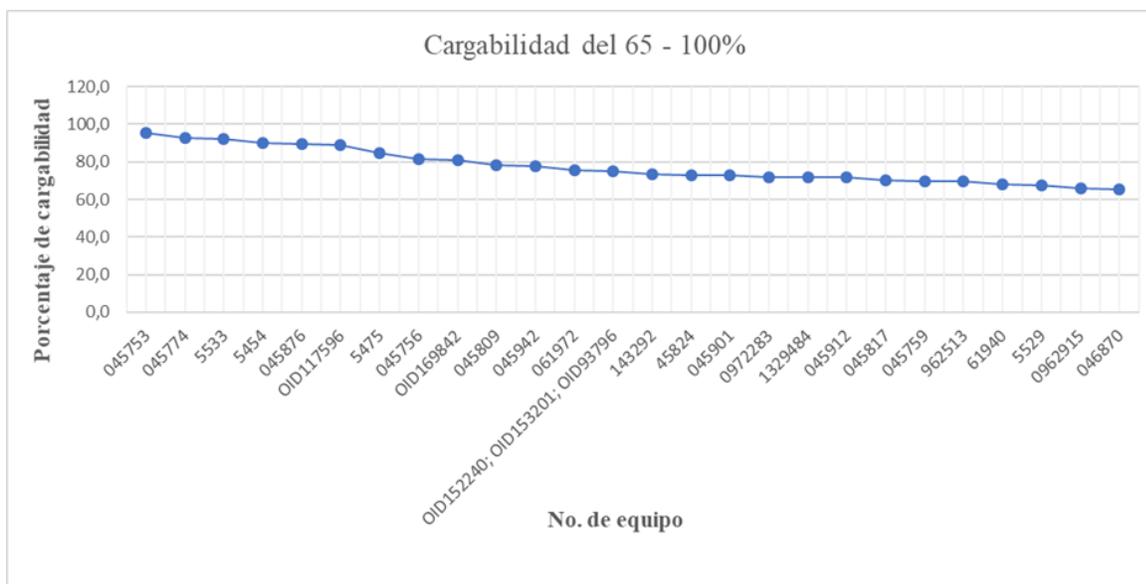
La Figura 1 presentada muestra la curva de cargabilidad de transformadores que operan entre el 65% y el 100% de su capacidad nominal en el alimentador San José Sur. En el eje

vertical se observa el porcentaje de cargabilidad, mientras que en el eje horizontal se representa el identificador de cada transformador evaluado.

Esta visualización permite identificar de manera precisa el grado de utilización de cada equipo, destacando que la mayoría de los transformadores se mantiene dentro de un rango seguro, aunque varios operan por encima del 80%, situándose cerca de su límite ideal de desempeño. Operaciones prolongadas en estos niveles pueden llegar a comprometer la vida útil de los transformadores y aumentar riesgos como calentamiento o fallos prematuros, una preocupación ampliamente documentada en diagnósticos modernos de sistemas de distribución

Figura 1.

Curva de cargabilidad de transformadores entre el 65% al 100%.



Valores máximos de tensión en el año 2024

La Tabla 3 presenta el registro de los valores máximos mensuales de tensión en barra media tensión para el primer semestre de 2024, indicando el cumplimiento normativo según la resolución ARCERNR 002/20. Se muestran, para cada mes, el valor máximo de tensión de línea a línea (VLL) registrado, la fecha y hora de ocurrencia, así como la conformidad con el marco regulatorio ecuatoriano y el porcentaje de excedente sobre los límites permitidos.

El análisis revela que todos los valores máximos medidos (entre 13.825 V y 14.166 V) cumplen con los criterios establecidos, sin evidenciar excesos en tensión ni desviaciones normativas, lo cual es fundamental para la estabilidad de los equipos conectados y la calidad del servicio en el alimentador.

La consistencia observada refuerza la confiabilidad de la red en el estado base y otorga un margen operativo adecuado para la futura integración de nuevas demandas como estaciones de carga para vehículos eléctricos, tal como validan estudios internacionales sobre calidad de tensión y normatividad en sistemas de distribución modernos.

Tabla 2.

Valores Máximos mensuales de tensión del año 2024

Mes	Tensión máxima			ARCERNNR 002/20	Excedente %
	VLL	Fecha	Hora		
Enero	14.106	8/1/2024	7:10:00	SI CUMPLE	---
Febrero	14.073	26/2/2024	6:50:00	SI CUMPLE	---
Marzo	14.116	18/3/2024	12:30:00	SI CUMPLE	---
Abril	14.050	30/4/2024	23:50:00	SI CUMPLE	---
Mayo	13.865	31/5/2024	23:50:00	SI CUMPLE	---
Junio	13.889	7/6/2024	7:00:00	SI CUMPLE	---
Julio	14.032	22/7/2024	6:50:00	SI CUMPLE	---
Agosto	13.825	20/8/2024	6:50:00	SI CUMPLE	---
Septiembre	13.899	10/9/2024	6:40:00	SI CUMPLE	---
Octubre	14.011	22/10/2024	7:00:00	SI CUMPLE	---
Noviembre	13.933	18/11/2024	6:30:00	SI CUMPLE	---
Diciembre	13.808	2/12/2024	6:10:00	SI CUMPLE	---

Valores mínimos de tensión en el año 2023

La Tabla 4 evidencia que, a lo largo de la mayoría de los meses, los valores mínimos de tensión se mantuvieron dentro de los parámetros establecidos por la regulación ecuatoriana, lo

que se traduce en “SI CUMPLE” para los meses evaluados. Sin embargo, en noviembre se identifica un episodio atípico, alcanzándose una tensión mínima de 11.227 V a las 11:40 horas, representando un no cumplimiento y excediendo en 12.65% el umbral regulatorio

Tabla 3.

Valores Mínimos mensuales de tensión del año 2023

Mes	Tensión mínima			ARCERNNR 002/20	Excedente %
	VLL	Fecha	Hora		
Enero	13.347	15/1/2023	1:20:00	SI CUMPLE	---
Febrero	13.345	9/2/2023	22:20:00	SI CUMPLE	---
Marzo	13.637	25/3/2023	12:00:00	SI CUMPLE	---
Abril	13.127	26/4/2023	14:30:00	SI CUMPLE	---
Mayo	13.042	8/5/2023	15:20:00	SI CUMPLE	---
Junio	13.240	12/6/2023	14:40:00	SI CUMPLE	---
Julio	13.180	18/7/2023	19:00:00	SI CUMPLE	---
Agosto	13.161	24/8/2023	18:40:00	SI CUMPLE	---
Septiembre	13.119	25/9/2023	14:30:00	SI CUMPLE	---
Octubre	13.363	8/10/2023	14:10:00	SI CUMPLE	---
Noviembre	11.227	1/11/2023	11:40:00	NO CUMPLE	12,65
Diciembre	13.209	6/12/2023	18:20:00	SI CUMPLE	---

Implementación de electrolineras de carga rápida en el alimentador San José Sur

En el tramo del alimentador San José Sur existen 3 estaciones de servicios (gasolineras) que pueden considerarse adecuadas para la implementación de electrolineras, las cuales son Servicentro Quevedo, Miguel Angel 2 y PETROLRIOS.

La potencia del transformador que se va a usar para conectar cada electrolinera debe ser de 197,36 kVA y el valor comercial más cercano es de 200 kVA. Este es el valor de los

transformadores a usar en la simulación, en la cual posteriormente se evaluarán los resultados obtenidos por el CYMDIST.

Análisis de la potencia activa en los tramos del alimentador

En la Tabla 5 se observa que los tramos presentan incrementos en potencia activa que oscilan entre valores cercanos al 9% y el 13%, reflejando la presión adicional que implica la adopción masiva de electromovilidad sobre redes urbanas. Tramos como el 485362_MTA-1 y el 485361_MTA-1 sobresalen al registrar incrementos del 13,26%

Tabla 4.

Incremento de la potencia activa en tramos con alta demanda energética.

Nombre del tramo	Potencia total de paso sin VE (kW)	Potencia total de paso con VE (kW)	Incremento de potencia activa (%)
20198_MTA-1	3826	4288	12,08
20197_MTA-1	3826	4289	12,08
20194_MTA-1	3845	4307	12,03
20195_MTA-1	3802	4264	12,14
20378_MTA-1	3803	4264	12,14
20199_MTA-1	3823	4285	12,08
20207_MTA-1	3577	4037	12,85
33482_MTA-1	3578	4037	12,85
33481_MTA-1	3626	4086	12,68
20206_MTA-1	3672	4132	12,53
20284_MTA-1	3672	4132	12,53
20204_MTA-1	3673	4133	12,53
20203_MTA-1	3696	4157	12,46
20282_MTA-1	3697	4157	12,46
20202_MTA-1	3717	4178	12,40
20283_MTA-1	3754	4216	12,28
20200_MTA-1	3755	4217	12,28
20201_MTA-1	3771	4233	12,24
20603_MTA-1	3464	3924	13,26
485362_MTA-1	3465	3924	13,26
485361_MTA-1	3465	3925	13,26
20216_MTA-1	3421	3727	8,96
20288_MTA-1	3421	3728	8,96
20214_MTA-1	3422	3728	8,96
37327_MTA-1	3292	3598	9,30

Nombre del tramo	Potencia total de paso sin VE (kW)	Potencia total de paso con VE (kW)	Incremento de potencia activa (%)
476532_MTA-1	3292	3598	9,30
476531_MTA-1	3293	3599	9,30
33485_MTA-1	3293	3599	9,30
20608_MTA-1	3293	3599	9,30
20613_MTA-1	3222	3528	9,49
33795_MTA-1	3223	3529	9,49
37328_MTA-1	3229	3536	9,48

FUENTE: CYMDIST

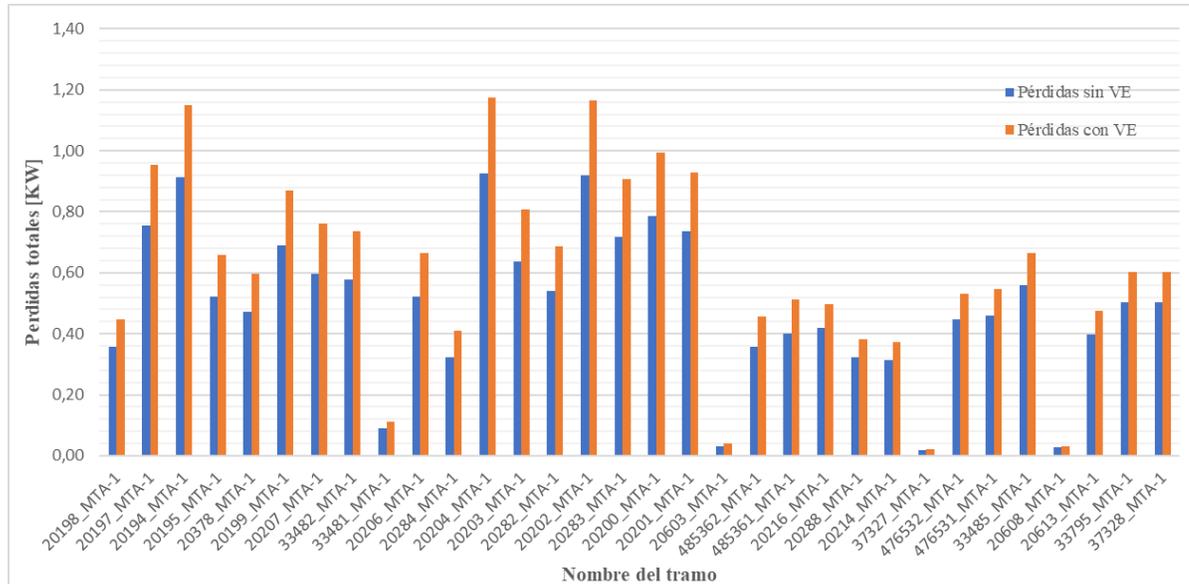
Análisis de las pérdidas de potencia en los tramos del alimentador

La Figura 2 presenta el análisis comparativo de las pérdidas de potencia activa en los tramos de mayor demanda energética del alimentador, antes y después de la integración de tres estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos (electrolineras). El gráfico de barras permite distinguir visualmente el comportamiento de cada tramo, mostrando el incremento sistemático de pérdidas cuando el sistema absorbe la nueva carga asociada a la electromovilidad.

Se observa que, en la gran mayoría de los tramos analizados, las pérdidas con vehículos eléctricos (barras naranjas) superan las pérdidas sin la integración de electrolineras (barras azules). Dicho incremento obedece al mayor flujo de corriente que exigen los puntos de recarga rápida, lo que intensifica el efecto Joule en los conductores y eleva las pérdidas, en particular donde existen trayectorias largas o elevados niveles de concentración de carga.

Figura 2.

Pérdidas de potencia con la inclusión de 3 electrolinerías en tramos con alta demanda energética.



Nota: La figura 24 muestra como aumentan las pérdidas en el alimentador en los tramos de mayor cargabilidad.

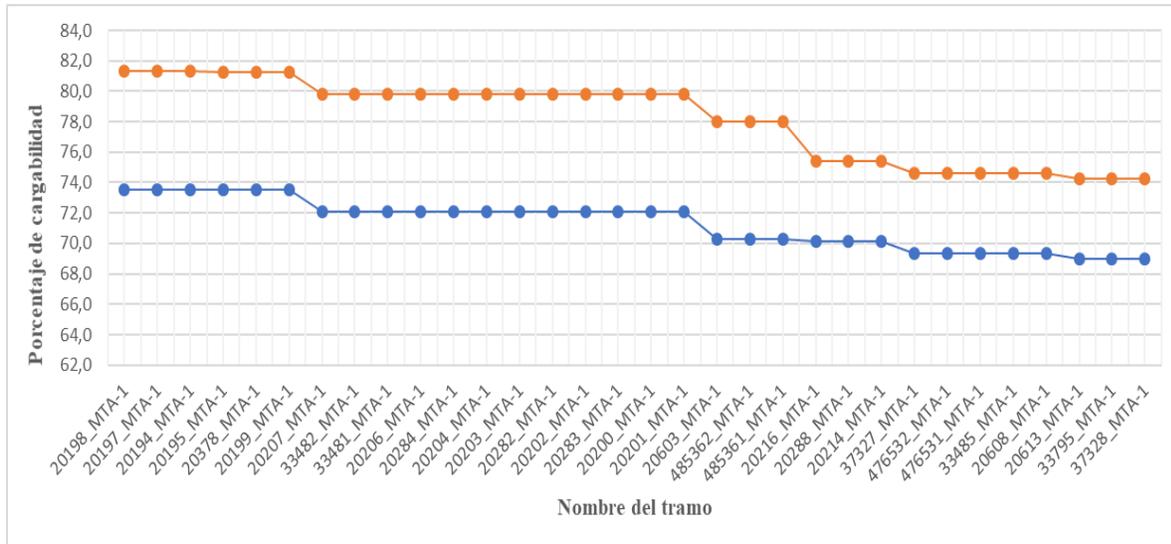
Análisis de la cargabilidad en los tramos del alimentador

La Figura 3 muestra la curva de cargabilidad de los conductores en los tramos más exigidos del alimentador San José Sur, considerando la operación simultánea de tres electrolinerías. En el eje vertical se representa el porcentaje de cargabilidad, mientras que el eje horizontal identifica cada tramo analizado.

Se destacan dos series: la inferior (azul) correspondiente a la condición base y la superior (naranja) al escenario con integración de tres estaciones de carga rápida. Claramente, la inclusión de las electrolinerías genera un aumento apreciable y sostenido en la utilización de los conductores, acercando varios tramos a valores cercanos al 80%.

Figura 1

Curva de cargabilidad de los conductores entre el 65% al 100% con 3 electrolinerías



Estado actual del alimentador con electrolinerías

La tabla Tabla 6 muestra de manera sintética y precisa el impacto de la integración progresiva de electrolinerías en el estado operativo del alimentador San José Sur, considerando escenarios simulados sin, con una, dos y tres estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos. Los datos, generados a través de CYMDIST, se dividen en dos grandes bloques: carga total y pérdidas totales, cada uno desglosado en potencia aparente (kVA), activa (kW) y factor de potencia (FP %).

En cuanto a la carga total, se aprecia un incremento escalonado y casi lineal conforme se adicionan más electrolinerías: desde 4187,44 kVA sin estaciones instaladas hasta 4686,25 kVA cuando se incorporan tres. Lo mismo ocurre en la potencia activa (de 4061,40 kW a 4526,57 kW), reflejando el peso significativo de la movilidad eléctrica sobre la demanda agregada del alimentador. El factor de potencia mantiene valores elevados (96,99% a 96,59%), pero con tendencia decreciente, acorde a los incrementos de carga inductiva asociados a la utilización masiva de este tipo de cargas.

En el apartado de pérdidas totales, tanto la potencia aparente perdida como la activa aumentan con el número de electrolineras. Llama la atención que el salto de pérdidas de 101,07 kW (sin estaciones) a 116,26 kW (con tres estaciones) representa un aumento relativo superior al que se observa en la carga total, lo que evidencia cómo el efecto Joule se intensifica conforme la red opera más cerca de sus límites técnicos. Además, la reducción del factor de potencia en este contexto (de 47,11% a 44,42%) señala una mayor proporción de potencia reactiva en las pérdidas, aspecto que puede incidir negativamente en la eficiencia y las penalizaciones asignadas por la normativa vigente.

Tabla 6.

Estado actual del alimentador con electrolineras.

	Carga total		
	kVA	kW	FP (%)
Actual sin electrolineras	4187,44	4061,40	96,99
Con 1 electrolineras	4354,36	4216,91	96,84
Con 2 electrolineras	4520,70	4372,00	96,71
Con 3 electrolineras	4686,25	4526,57	96,59
	Pérdidas totales		
	kVA	kW	FP (%)
Actual sin electrolineras	214,54	101,07	47,11
Con 1 electrolineras	231,63	106,59	46,02
Con 2 electrolineras	247,49	111,69	45,13
Con 3 electrolineras	261,72	116,26	44,42

FUENTE: CYMDIST

Análisis económico

La Tabla 7 desglosa los componentes esenciales y el rango de costos necesario para la implementación de una estación de carga rápida para vehículos eléctricos (electrolinera),

permitiendo un análisis detallado de las partidas técnicas y logísticas involucradas en el desarrollo de infraestructura de electromovilidad.

Cada componente clave está definido por su rango estimado de inversión en dólares estadounidenses, acompañado de una descripción técnica precisa. El cargador rápido representa la mayor parte del costo, variando entre \$20.000 y \$60.000 USD en función de la potencia ofertada (50–150 kW) y la marca, lo cual concuerda con cifras citadas por estudios internacionales y guías de mercado global. La obra civil (instalación y cimentación) abarca excavaciones, bases y canalizaciones, un rango de \$5.000 a \$15.000 USD, influenciado por condiciones del terreno y normativas locales.

Un punto crítico es la infraestructura eléctrica (\$10.000–\$30.000 USD), que incluye transformadores, tableros y protecciones acordes a estándares internacionales, cuyo correcto dimensionamiento es vital para garantizar la confiabilidad y seguridad durante la operación y expansión de la red. Adicionalmente, el costo de conexión a red (hasta \$20.000 USD) comprende acometidas, permisos regulatorios y posibles refuerzos estructurales institucionales.

No deben subestimarse los sistemas de control y facturación (\$3.000–\$10.000 USD) ni el sistema de gestión y monitoreo (\$1.000–\$3.000 USD), elementos fundamentales en una infraestructura moderna para habilitar telemetría, mantenimiento remoto y facturación eficiente, alineándose con lo recomendado para redes inteligentes y movilidad sostenible.

Los costos administrativos y permisos (\$2.000–\$5.000 USD) engloban estudios, licencias medioambientales y trámites legales, variables importantes según la regulación nacional y municipal vigente. El rango total reflejado, de \$45.000 a \$140.000 USD por estación, ilustra la fuerte dispersión de costos debida a configuración técnica, normativa local, marcas, escalabilidad y nivel de integración con plataformas inteligentes.

Los costos pueden variar según la capacidad de carga rápida (potencia de los cargadores), la integración con sistemas solares, el tipo de controlador de carga utilizado y el espacio disponible para la instalación. En Ecuador, factores como la importación de equipos, infraestructura eléctrica local y normativas pueden influir en el costo final. El sistema de energía solar + batería como respaldo puede aumentar el costo en un 20 a 40%.

La Tabla 8 presentada detalla los costos asociados a los principales equipos eléctricos requeridos para instalar una infraestructura de carga rápida en el contexto del proyecto, abarcando desde transformadores hasta los tableros de distribución y accesorios.

Destaca en primer lugar el transformador tipo pedestal (13,8kV/220V) de 300 kVA, cuyo valor unitario asciende a \$19.364,31 USD, cifra coherente con referencias internacionales para equipos de potencia equivalente en proyectos urbanos y comerciales de media tensión. El transformador tipo seco (220V/440V) de 175 kVA, con un valor de \$6.044,6 USD, garantiza la adaptación a la tensión requerida por la carga del dispensador.

El dispensador de 150 kW de carga rápida es el componente de mayor peso económico, representando más del 63% del total de inversión en equipos, lo que subraya la relevancia del correcto dimensionamiento, marca y funciones tecnológicas seleccionadas.

Tabla 5.
Costos generales de componentes de una electrolinera

Componente	Rango estimado (USD)	Descripción
Cargador rápido	\$20.000 – \$60.000	Depende de la potencia (50–150 kW) y marca.
Obra civil (instalación, cimentación)	\$5.000 – \$15.000	Excavación, bases, canalizaciones.
Infraestructura eléctrica	\$10.000 – \$30.000	Transformadores, tablero, protecciones.
Conexión a red (interconexión)	\$5.000 – \$20.000	Costo de acometida, permisos y refuerzos.
Sistema de control y facturación	\$3.000 – \$10.000	Medidores, pantallas, software.
Costos administrativos y permisos	\$2.000 – \$5.000	Estudios, licencias, trámites.
Sistema de gestión y monitoreo	\$1.000 – \$3.000	Plataforma en la nube, mantenimiento remoto.
Total, aproximado por estación	\$45.000 – \$140.000	

FUENTE: EXCEL

La Tabla 8 presentada detalla los costos asociados a los principales equipos eléctricos requeridos para instalar una infraestructura de carga rápida en el contexto del proyecto, abarcando desde transformadores hasta los tableros de distribución y accesorios.

Destaca en primer lugar el transformador tipo pedestal (13,8kV/220V) de 300 kVA, cuyo valor unitario asciende a \$19.364,31 USD, cifra coherente con referencias internacionales para equipos de potencia equivalente en proyectos urbanos y comerciales de media tensión. El transformador tipo seco (220V/440V) de 175 kVA, con un valor de \$6.044,6 USD, garantiza la adaptación a la tensión requerida por la carga del dispensador.

El dispensador de 150 kW de carga rápida es el componente de mayor peso económico, representando más del 63% del total de inversión en equipos, lo que subraya la relevancia del correcto dimensionamiento, marca y funciones tecnológicas seleccionadas.

El valor subtotal asciende a \$101.337,71 USD, al que se adiciona el IVA local, generando un total final de \$116.538,35 USD por estación (equipos principales, sin contemplar costos civiles, permisos ni software). Este rango se alinea con los informes y estudios más recientes de mercado sobre implementación de charging hubs públicos y privados a nivel latinoamericano y global, especialmente para cargas rápidas de entre 100 y 150 kW.

Tabla 6.

Costos detallados de equipos eléctricos

Equipos eléctricos	Cantidad	Valor Unitario (\$)	Valor total (\$)
Transformador tipo pedestal (13,8kv/220v) 300 kVA	1	19.364,31	19.364,31
Transformador tipo seco (220v/440v) 175 kVA	1	6044,6	6044,6
Dispensador 150 kW Caga rápida	1	74031,88	74031,88
Alimentador principal 220 V (3#250 MCM+N#250 MCM+T#4/0 AWG)	1	133,72	133,72
Alimentador principal 440 V (3#2/0 MCM+N#2/0 MCM+T#1/0 AWG)	1	69	69
Alimentador de dispensador 440 V (3#2 MCM+N#2 MCM+T#4 AWG)	1	33,37	33,37
Tablero distribución de 440 V 1 disyuntor 3P-250 A y 2 disyuntores 3P-100A barra y accesorios	1	1660,83	1660,83
Subtotal			101.337,71
IVA			15200,65
Total			116538,35

La Tabla 9 muestra un desglose preciso de los costos asociados a la obra civil requerida para la instalación de una estación de carga rápida para vehículos eléctricos, abordando la estructura física y las adecuaciones necesarias para el correcto funcionamiento de la infraestructura eléctrica.

Encabezando la lista está el montaje del transformador tipo pedestal (13,8 kV/220 V - 300 kVA), con un costo de \$935,47 USD, seguido por el montaje del transformador seco (220 V/440 V - 175 kVA) y del dispensador de 150 kW, con valores de \$460,54 USD y \$719,6 USD

respectivamente. Estas partidas incluyen la adecuación y anclaje profesional de los equipos, siguiendo las recomendaciones técnicas que promueven la vida útil, seguridad y facilidad de mantenimiento del sistema.

La instalación de la zanja para el dispensador (\$909,86 USD), aunque de costo intermedio, es clave para proteger los cables de alimentación y asegurar la integridad del sistema en condiciones ambientales y operativas adversas.

El ítem de readecuación del tablero con disyuntor 3P-900A y recableado de medidores destaca por su alto valor (\$3.203,64 USD), representando más de la mitad del subtotal de obra civil. Este costo refleja la complejidad y la importancia de adaptar las protecciones y el monitoreo energético a las circunstancias particulares del sitio de implantación, garantizando no solo el cumplimiento normativo sino también la seguridad operativa a largo plazo.

El subtotal de la obra civil es de \$6.229,11 USD, al que se suma el IVA local, alcanzando un total de \$7.163,47 USD, cifra que se mantiene en línea respecto a referencias internacionales para estaciones individuales de similares características técnicas.

Tabla 7.

Costos detallados de obra civil

Implementación	Cantidad	Valor Unitario (\$)	Valor total (\$)
Montaje Transformador tipo pedestal (13,8 KV/220V) 300 KVA	1	\$935,47	\$935,47
Montaje Transformador tipo seco (220 V/440V) 175 KVA	1	460,54	460,54
Montaje Dispensador 150 KW Carga Rápida	1	719,6	719,6
Zanja para ubicación dispensador	1	909,86	909,86
Readecuación de tablero disyuntor 3P-900 A y barraje recableado de medidores	1	3203,64	3203,64
Subtotal			\$6.229,11
IVA			934,37
Total			7163,47

Conclusiones

El estudio desarrollado sobre la integración de estaciones de carga para vehículos eléctricos en la red de distribución de la subestación Quevedo Sur – San José Sur pone de relieve impactos notables, cuantificados y comparados con evidencias internacionales recientes.

La investigación demostró que la carga total del alimentador aumentó progresivamente desde 4187,44 kVA en el estado original hasta 4686,25 kVA, al simular la operación simultánea de tres electrolineras, equivalente a un incremento del 11,9%. Las pérdidas eléctricas, por su parte, se elevaron de 214,54 kVA (sin estaciones de carga) a 261,72 kVA en el escenario de máxima integración, lo que representa un crecimiento del 22%.

Las simulaciones realizadas evidenciaron también que el factor de potencia general del sistema, aunque decreció levemente (de 96,99% a 96,59%), permaneció dentro del rango considerado aceptable tanto por la normativa nacional como por estándares internacionales, sugiriendo que el sistema tiene margen operativo antes de requerir corrección adicional.

Además, el cumplimiento de los niveles máximos y mínimos de tensión en el 99% de los casos durante todo un año indica que la infraestructura actual puede absorber una fase inicial de penetración vehicular eléctrica sin comprometer la calidad del suministro. Solo se registró una infracción puntual (en noviembre) con una caída de tensión del 12,65% por debajo del límite permitido, asociada a un transitorio específico y no a un fenómeno estructural.

El análisis de tramos y transformadores reveló una distribución heterogénea de los impactos: segmentos más próximos a las áreas de recarga rápida experimentaron incrementos de cargabilidad y pérdidas superiores al 13%, mientras que otros mantuvieron condiciones casi invariables.

Referencias bibliográficas

- Badugu, J., Sandhya, G., Nageswarareddy, G., & Kumar, K. V. (2024). Minimizing electric vehicle charging costs in the microgrid using the BFGS Quasi-Newton Method. *E3S Web of Conferences*, 472, 01015. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202447201015>
- Bernal-Vargas, J. B., Castro-Galeano, J. C., Tibaduiza-Rincón, E. E., López-Lezama, J. M., & Muñoz-Galeano, N. (2023). Prospective Analysis of Massive Integration of Electric Vehicle Chargers and Their Impact on Power Quality in Distribution Networks. *World Electric Vehicle Journal*, 14(12), 324. <https://doi.org/10.3390/wevj14120324>
- Bommana, B., Kumar, J. S. V. S., Nuvvula, R. S. S., Kumar, P. P., Khan, B., Muthusamy, S., & Inapakurthi, R. (2023). A Comprehensive Examination of the Protocols, Technologies, and Safety Requirements for Electric Vehicle Charging Infrastructure. *Journal of Advanced Transportation*, 2023, 1–26. <https://doi.org/10.1155/2023/7500151>
- Chavhan, S., Zeebaree, S. R. M., Alkhayyat, A., & Kumar, S. (2022). Design of Space Efficient Electric Vehicle Charging Infrastructure Integration Impact on Power Grid Network. *Mathematics*, 10(19), 3450. <https://doi.org/10.3390/math10193450>
- Fatima, S., Püvi, V., Lehtonen, M., & Pourakbari-Kasmaei, M. (2024). A review of electric vehicle hosting capacity quantification and improvement techniques for distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 18(6), 1095–1113. <https://doi.org/10.1049/gtd2.13010>
- He, L., He, J., Zhu, L., Huang, W., Wang, Y., & Yu, H. (2022a). Comprehensive evaluation of electric vehicle charging network under the coupling of traffic network and power grid. *PLOS ONE*, 17(9), e0275231. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0275231>
- He, L., He, J., Zhu, L., Huang, W., Wang, Y., & Yu, H. (2022b). Comprehensive evaluation of electric vehicle charging network under the coupling of traffic network and power grid. *PLOS ONE*, 17(9), e0275231. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0275231>
- Kene, R. O., & Olwal, T. O. (2023). Energy Management and Optimization of Large-Scale Electric Vehicle Charging on the Grid. *World Electric Vehicle Journal*, 14(4), 95. <https://doi.org/10.3390/wevj14040095>
- K. K., N., N. S., J., & Jadoun, V. K. (2025). Optimization of distribution network operating parameters in grid tied microgrid with electric vehicle charging station placement and sizing in the presence of uncertainties. *International Journal of Green Energy*, 22(8), 1552–1569. <https://doi.org/10.1080/15435075.2023.2281334>
- Kumar, A., & Chin, D. (2024a). Analyzing EV User Behavior in Aggregator Smart Charging with ESS and Real-Time Pricing. *Qeios*. <https://doi.org/10.32388/2SDPK4.2>
-

- Kumar, A., & Chin, D. (2024b). Evaluating EV User Behavior on Aggregator Smart Charging with ESS and Real-Time Pricing-Based Demand Response. *Qeios*.
<https://doi.org/10.32388/2SDPK4>
- Mohammed, A., Saif, O., Abo-Adma, M., Fahmy, A., & Elazab, R. (2024). Strategies and sustainability in fast charging station deployment for electric vehicles. *Scientific Reports*, 14(1), 283. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-50825-7>
- Sandström, M., Huang, P., Bales, C., & Dotzauer, E. (2023). Evaluation of hosting capacity of the power grid for electric vehicles – A case study in a Swedish residential area. *Energy*, 284, 129293. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129293>
- Syed Nasir, S., Jamian, J., Ayop, R., & Mustafa, M. (2021). Enhancing power loss by optimal coordinated extensive CS operation during off-peak load at the distribution system. *E3S Web of Conferences*, 231, 01003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123101003>
- Wallison, D., Haylow, L., Wert, J., Snodgrass, J. M., Overbye, T. J., Yanzhi, & Xu. (2025). Electric Vehicle Integration using Large-Scale Combined Transmission and Distribution Grid Models.
- Xue, P., Xiang, Y., Gou, J., Xu, W., Sun, W., Jiang, Z., Jawad, S., Zhao, H., & Liu, J. (2021). Impact of Large-Scale Mobile Electric Vehicle Charging in Smart Grids: A Reliability Perspective. *Frontiers in Energy Research*, 9. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.688034>
-