



Integración de electromovilidad en Perú

Evaluación de medidas, impactos y posibilidades económicas analizando diferentes casos de uso en diversas redes representativas de las EDEs en Perú



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas



Implementada por

giz



BICENTENARIO DEL PERÚ 2021 - 2024

Integración de electromovilidad en Perú

Evaluación de medidas, impactos y posibilidades económicas analizando diferentes casos de uso en diversas redes representativas de las EDEs en Perú

INFORME FINAL



Dirección General de Eficiencia Energética - DGEE

Documento elaborado con asesoría técnica de BET, por encargo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, a través del Proyecto Distribución Eléctrica 4.0

Estudio

Integración de electromovilidad en Perú:
Evaluación de medidas, impactos y posibilidades económicas analizando diferentes casos de uso en diversas redes representativas de las EDEs en Perú

Lima-Perú, enero 2023

CONTENIDO

Índice

INTRODUCCIÓN	4
MOTIVACIÓN Y OBJETIVO DEL ESTUDIO	6
2.1. MOTIVACIÓN	6
2.2. OBJETIVO.....	7
METODOLOGÍA	8
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	11
4.1 CASO DE USO: Mototaxis y motocicletas eléctricas en la red de Baja Tensión en ELOR.....	11
4.1.1 RECARGA NO CONTROLADA.....	11
4.1.2 GESTIÓN TEMPORAL DE LA RECARGA	15
4.1.3 INCLUSIÓN DE SISTEMAS FV Y EVALUACIÓN ECONÓMICA	16
4.1.4 RECOMENDACIONES	19
4.2 CASO DE USO: Automóviles en zonas residenciales en la red de Baja Tensión de HIDRANDINA.....	20
4.1.1 RECARGA NO CONTROLADA.....	20
4.2.2 GESTIÓN TEMPORAL DE LA RECARGA	24
4.2.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA	25
4.2.4 RECOMENDACIONES	28
4.3 CASO DE USO: Estación de autobuses y planta fotovoltaica en SEAL	29
4.3.1 ANÁLISIS DEL PUNTO DE CONEXIÓN Y DE LA RED.....	29
4.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA	30
4.3.3 RECOMENDACIONES	33
RESUMEN Y PROPUESTAS PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	34
RECOMENDACIONES Y PANORAMA	36
ANEXO 1 -Casos de uso de electromovilidad y principales variables empleadas en el análisis de integración de vehículos eléctricos.....	39

Ilustración 1-Estrategia hacia un despliegue de electromovilidad	7
Ilustración 2-Presentación general de los Casos de Uso de electromovilidad	8
Ilustración 3-Metodología de análisis para la integración de la electromovilidad en las redes de las EDEs.....	10
Ilustración 4-Perfil de carga ELOR (Motos)	12
Ilustración 5-Perfil de carga ELOR (Mototaxis)	12
Ilustración 6-Medida de refuerzo e impactos - ELOR.....	13
Ilustración 7-Resultado en la calidad de suministro después del refuerzo Caso ELOR 4 13	
Ilustración 8-Análisis estocástico con cuellos de botellas caso ELOR	14
Ilustración 9-Valle de la noche caso ELOR.....	15
Ilustración 10-Cantidad de VE integrados con gestión de la demanda - caso ELOR.....	15
Ilustración 11-Perfiles de carga HIDRANDINA.....	21
Ilustración 12-Medida de refuerzo e impactos - HIDRANDINA.....	22
Ilustración 13-Resultado en la calidad de suministro después del refuerzo Caso HIDRANDINA8	23
Ilustración 14-Análisis estocástico con cuellos de botellas caso HIDRANDINA	23
Ilustración 15-Valle de la noche caso HIDRANDINA.....	24
Ilustración 16-Cantidad de VE integrados con gestión de la demanda - caso HIDRANDINA.....	25
Ilustración 17-Perfil del transformador Cono Norte con la estación de carga de buses 29	
Ilustración 18-Diagrama unifilar MT de la conexión de la estación de carga de buses . 30	
Ilustración 19-Despliegue de VE: vinculación entre integración, automatización y ampliación de la red.....	37

TABLAS

Tabla Nº 1. Alternativas consideradas en la evaluación económica para el caso de uso de ELOR.....	16
Tabla Nº 2. Parámetros empleados en la evaluación del caso ELOR.....	17
Tabla Nº 3. Resultados de la evaluación económica del caso ELOR	18
Tabla Nº 4. Alternativas consideradas en la evaluación económica para el caso de uso de HIDRANDINA.....	26
Tabla Nº 5. Parámetros empleados en la evaluación del caso HIDRANDINA	27
Tabla Nº 6. Resultados de la evaluación económica del caso HIDRANDINA	27
Tabla Nº 7. Alternativas consideradas en la evaluación para el caso de uso de SEAL.....	31
Tabla Nº 8. Parámetros Caso de negocio SEAL	32
Tabla Nº 9. Resultados casos de negocio caso SEAL	32

1

INTRODUCCIÓN

La electromovilidad es una medida con gran potencial para mitigar el cambio climático y puede contribuir con el cumplimiento de los compromisos del país adquiridos en el marco del Acuerdo de París, que implicará reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 20% al 2030 con respecto a los niveles verificados en el año 2010. Asimismo, la electromovilidad genera importantes cobeneficios, tales como la reducción de emisiones de otros gases contaminantes y ruido. Por ello, la implementación masiva de la electromovilidad genera mejoras en la calidad de vida de las personas.

Adicionalmente, y según las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), el Perú considera la electrificación del 5% de su parque automotor al 2030. Para lograrlo se requerirá una acción conjunta entre todos los actores involucrados para desplegar la infraestructura de recarga necesaria, asegurar las fuentes de electrificación limpia y preparar las redes de distribución que permitan brindar un soporte y gestionar adecuadamente la nueva capacidad de carga agregada.

En ese contexto, es necesario que las Empresas de Distribución Eléctrica (EDEs), como operadores de red, tengan un mayor conocimiento de las posibilidades de la integración de la electromovilidad en sus redes. Es importante resaltar que, para las EDEs, la electromovilidad representa una nueva carga que presenta una demanda de energía elevada. Esto brinda oportunidades de nuevos modelos de negocio e ingresos adicionales por la venta de energía. Para ser rentable la integración de estas nuevas cargas en las redes de distribución los costos no deben superar los beneficios finales. Esto plantea un reto con relación a la evaluación y cuantificación de los costos de integración de los vehículos eléctricos.

La transformación hacia una infraestructura que involucre un creciente uso de la red eléctrica debido a la implementación de cargadores eléctricos demandará medidas de adaptación a corto, mediano y largo plazo; planteando así un reto en el planeamiento y desarrollo de la infraestructura eléctrica para las EDEs. Por un lado, se tiene que los vehículos eléctricos (VE) demandan una potencia relativamente alta, que es difícil de planificar y de prever su comportamiento. Esto significa que la demanda de energía de los VE podría provocar cuellos de botella en la red, incluso con una baja penetración en el mercado; debido a la presencia de situaciones de demanda concentrada espacialmente y/o temporalmente. Por otro lado, con medidas de optimización y el establecimiento de estrategias de carga con cierto grado de

control, es posible que los VE brinden una gran capacidad de almacenamiento y flexibilidad temporal en la demanda de energía y habilitar una mejor integración de las energías renovables variables.

Esto, en general, hace más compleja la tarea de mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de energía eléctrica en todo momento. Los procesos de carga de VE, si no se adopta ninguna medida de gestión, pueden hacer conllevar a un reforzamiento de las redes y/o aumentar la capacidad de los transformadores (o la necesidad de nuevos). El alcance y la magnitud de estos efectos dependerá de la medida y la rapidez con que se introduzca la electromovilidad en el transporte privado, el transporte público y el transporte de cargas. Asimismo, e independientemente de los supuestos sobre el momento y grado esperado de la penetración de los VE, los ciclos de inversión típicos para planificar el desarrollo de la red eléctrica requieren que se inicie con la preparación de la infraestructura actual para atender la demanda futura, así como elaborar estrategias para optimizar los costos de integración.

Es por ello que, para sugerir los próximos pasos con respecto al desarrollo de la electromovilidad, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la GIZ en el Perú, a través del proyecto Distribución Eléctrica 4.0, realizó un estudio sobre los impactos y las medidas para la integración de los vehículos eléctricos en las redes de distribución existentes para analizar cómo se puede integrar la electromovilidad de una manera económica, sin comprometer la calidad de servicio, a partir del análisis de casos de uso de la integración de diversos tipos de VE en redes representativas de EDEs. El análisis fue ejecutado por la consultora Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), y contó con la colaboración de las empresas de distribución SEAL, HIDRANDINA y ELOR.

2

MOTIVACIÓN Y OBJETIVO DEL ESTUDIO

2.1. MOTIVACIÓN

En general, la integración de los vehículos eléctricos en las redes de distribución representa un impacto en el diseño y planeamiento del desarrollo de la infraestructura eléctrica. A manera de ejemplo, en la ciudad de Hamburgo (Alemania) se espera un aumento significativo en la cantidad de vehículos eléctricos, y se prevé que los 17 mil VE existentes en el 2020, lleguen a ser 270 mil en el 2035. Esto conlleva a que la demanda crezca 2.5 veces en tan solo 5 años, pasando de 63 GWh a 986 GWh en ese lapso de tiempo¹.

Esto significa que, a largo plazo, y teniendo en cuenta que la electrificación de gran parte del sector de transporte será inevitable, será necesario adoptar medidas de reforzamiento de la red junto con nuevos conceptos de operación basados en una mayor digitalización y automatización de la red con aplicaciones que permitan la gestión de la demanda. Además, será necesario incluso considerar soluciones de autogeneración para disminuir la presión que puede generar la carga de los vehículos eléctricos en las redes públicas.

La pregunta clave en este proceso es cómo optimizar el uso de las redes existentes, maximizando la cantidad de vehículos eléctricos sin llegar a los límites de capacidad y sin afectar la calidad de suministro. En este sentido, es importante entender que un despliegue de la electromovilidad a nivel nacional demandará una combinación de medidas que incluirán reforzamiento, automatización y nuevas fuentes de generación. Es decir, en cuanto mayor sea la penetración de vehículos eléctricos, mayores serán los costos, por lo que es necesario su correcta evaluación e identificación de medidas para su optimización. Este impacto no es significativo en regiones que se encuentran aún en estadios de desarrollo de electromovilidad aún incipientes, como es nuestro país. En ese sentido, la motivación de este estudio es poder analizar los efectos que supondrían la integración de una cantidad de aproximadamente 100 vehículos eléctricos en redes representativas; es decir, teniendo en consideración un horizonte de corto-mediano plazo, tal como se presenta en la Ilustración N° 1.

¹ Integración de VE en la red eléctrica distribución- Guía para el Despliegue de vehículos eléctricos VDE FNN

Estrategia hacia un despliegue de la Electromovilidad

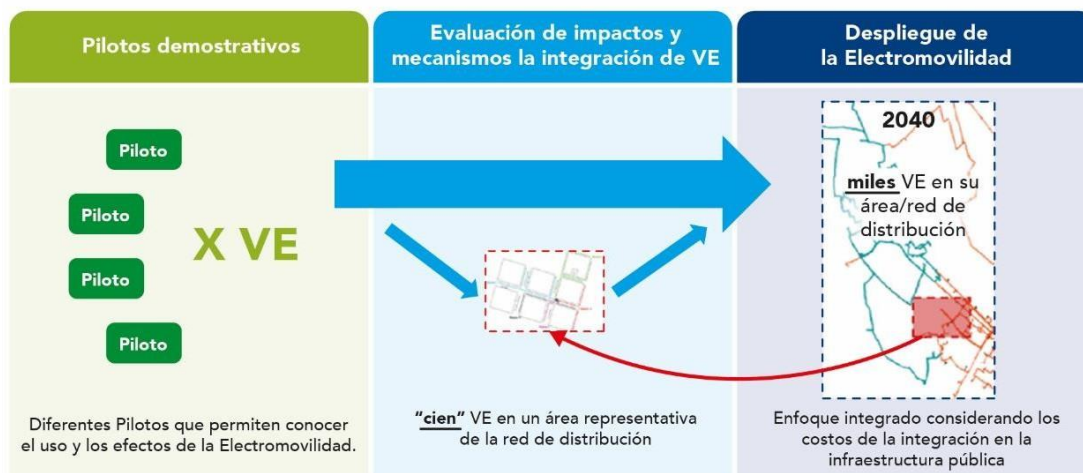


Ilustración 1-Estrategia hacia un despliegue de electromovilidad

2.2. OBJETIVO

A continuación, se presenta una visión general en términos cuantitativos del estado actual, el estado El objetivo principal de la consultoría es analizar las posibilidades de la integración de la electromovilidad en las redes eléctricas de ELOR, Hidrandina y SEAL, a corto y mediano plazo; desde el punto de vista de impactos en la infraestructura eléctrica y de la adopción de medidas para aumentar la integración y de oportunidades para nuevos modelos de negocio para poder impulsar la movilidad eléctrica en el Perú.

3

METODOLOGÍA

El análisis se llevó a cabo con tres empresas de distribución (EDEs): ELOR, HIDRANDINA y SEAL y se centró en la simulación de diferentes redes representativas con diferentes casos de uso de electromovilidad priorizados con dichas EDEs, y que están acorde al contexto y a la realidad de sus zonas de concesión. Los casos definidos se presentan en la Ilustración N° 2 y correspondieron a:

- Motocicletas y mototaxis eléctricos (L1e y L5e) integrados en redes de BT de ELOR;
- Automóviles livianos y camionetas pickup/SUV eléctricos (L6e y M1) integrados en redes BT/MT de HIDRANDINA; y
- Buses eléctricos integrados en las redes de MT de SEAL.

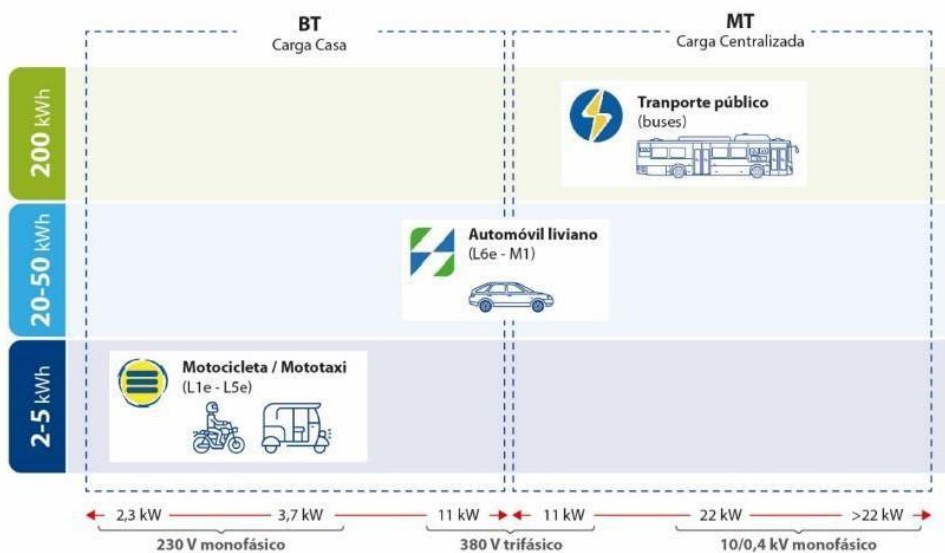


Ilustración 2-Presentación general de los Casos de Uso de electromovilidad

La metodología aplicada en el estudio se presenta en la Ilustración N° 3, que muestra las fases que implicó el desarrollo del análisis. Una vez definidos los casos de uso con cada una de las tres EDEs en la fase 1, se preparó los requerimientos detallados de información que las EDEs deberían preparar para poder realizar la representación y análisis de la red y sus componentes, cuantificar los vehículos eléctricos que podrían ser integrados y, finalmente, contar con la información de costos de inversión en componentes de red y tarifas para la evaluación económica.

la fase 2 correspondió al modelado de la red eléctrica, a partir de la data de una red típica seleccionada por la propia EDE para aplicar el caso de uso de electromovilidad. Esta red fue simulada en Matlab y para obtener su representación paramétrica fueron considerados los diagramas unifilares y los datos de los transformadores, cables, diagramas de carga típicos de la subestación seleccionada, cantidad de suministros y número de usuarios atendidos; entre otros parámetros.

Adicionalmente, para la construcción del modelo parametrizado de la red fueron tomadas en cuenta las características operativas de los vehículos eléctricos que se integrarían, tales como potencia de carga, capacidad de las baterías, tiempo de carga, tipo de conexión a la red, el consumo medio y el recorrido diario; y, de parte de los usuarios, se consideró información de su consumo promedio anual y principales cargas domésticas.

A partir de la construcción de este modelo, en la fase 3 se simularon dos escenarios de integración. En cada escenario se hizo un proceso estocástico para cuantificar la máxima cantidad de vehículos eléctricos que podrían integrarse considerando la distribución temporal y espacial de estas unidades. Estos escenarios corresponden fundamentalmente a la estrategia de recarga:

- Escenario de recarga no controlada, donde cada usuario recargaría el vehículo en su domicilio, al retornar de su jornada laboral. Bajo este escenario resulta necesario que la EDE realice inversiones en la construcción y/o reforzamiento de nuevas líneas para soportar más corriente o para disminuir la caída de tensión en un tramo de la red e, incluso, inversiones para aumentar la capacidad del transformador; para, de esta manera, garantizar los niveles de calidad de suministro exigidos por la normativa.
- Escenario de gestión temporal de la recarga, donde existe un cierto grado de control en la recarga de los vehículos eléctricos. Bajo esta estrategia, es posible minimizar en refuerzos de la red y para habilitarla sería necesario de un temporizador que permita la recargas en horas valle; así como de disponer de señales de precios que incentiven la recarga en ese periodo.

La fase 4 consideró la evaluación económica de las diferentes propuestas de simulación asociadas a las estrategias de carga de los vehículos, considerando como variantes la inclusión de medidas de autogeneración con sistemas de generación renovable para los casos específicos de: (i) ELOR, dado que el caso de uso consideró redes del Sistema Aislado de Iquitos, que opera a Diésel; y (ii) SEAL, considerando en este caso la proximidad de un terreno cercano al patio de recarga de los buses donde sería factible aprovechar la generación con energía solar fotovoltaica. La evaluación económica consideró la información actual sobre tarifas de energía y los costos de reemplazo e instalación de los componentes de la red eléctrica para evaluar las medidas de reforzamiento.

Una mayor descripción de los casos de uso de electromovilidad analizados y sobre la información empleada en el análisis se presenta en el Anexo N° 1.

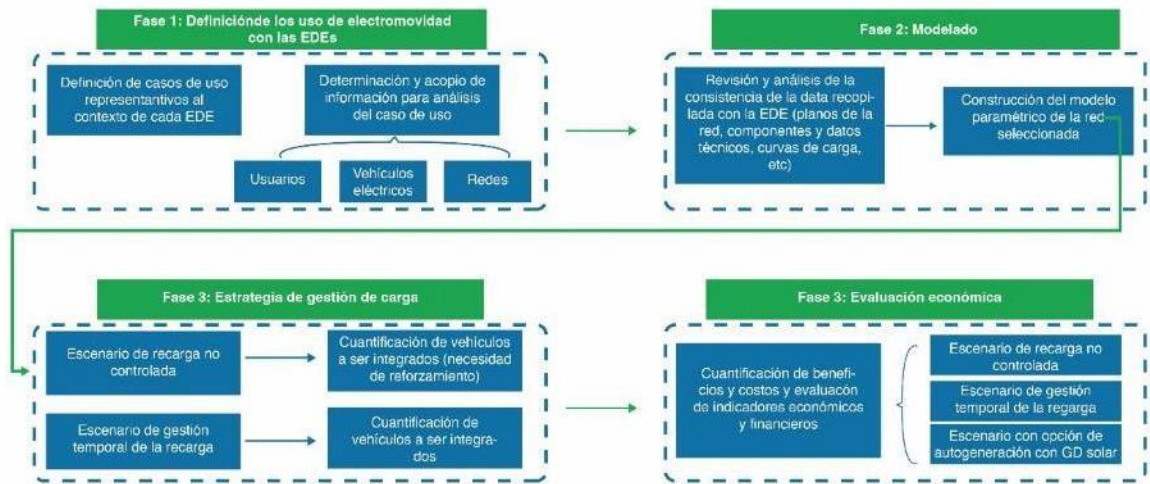


Ilustración 3-Metodología de análisis para la integración de la electromovilidad en las redes de las EDEs

4

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

4.1 CASO DE USO: Mototaxis y motocicletas eléctricas en la red de Baja Tensión en ELOR

4.1.1 RECARGA NO CONTROLADA

En el caso base de la simulación se evaluó el estado actual de la red seleccionada y las posibilidades de integración de motocicletas y mototaxis eléctricas sin afectar la calidad de suministro. Bajo este escenario se consideró una recarga no controlada, donde cada usuario recargaría el vehículo en su domicilio, al retornar de su jornada laboral (a partir de las 18:00 horas, en el caso de los usuarios de motocicletas; y a partir de las 21:00 horas en el caso de mototaxis eléctricos²). Debido a que el periodo de carga coincide con el de máxima demanda, no será posible integrar un gran número de vehículos sin superar la carga máxima del transformador. En este sentido, se estima que, en base a la información de carga y de la capacidad del transformador en la red existente (233 kW), en teoría sería posible integrar hasta 87 motos a las 18:00 horas y 14 mototaxis a las 21:00 horas, sin superar la capacidad del transformador (Ilustraciones N° 4 y N° 5). Esto sin considerar los cuellos de botella con relación a sobrecargas de cables, problemas de tensión ni los efectos de simultaneidad.

² Se asume que los usuarios de los mototaxistas tienen una jornada laboral más extendida.

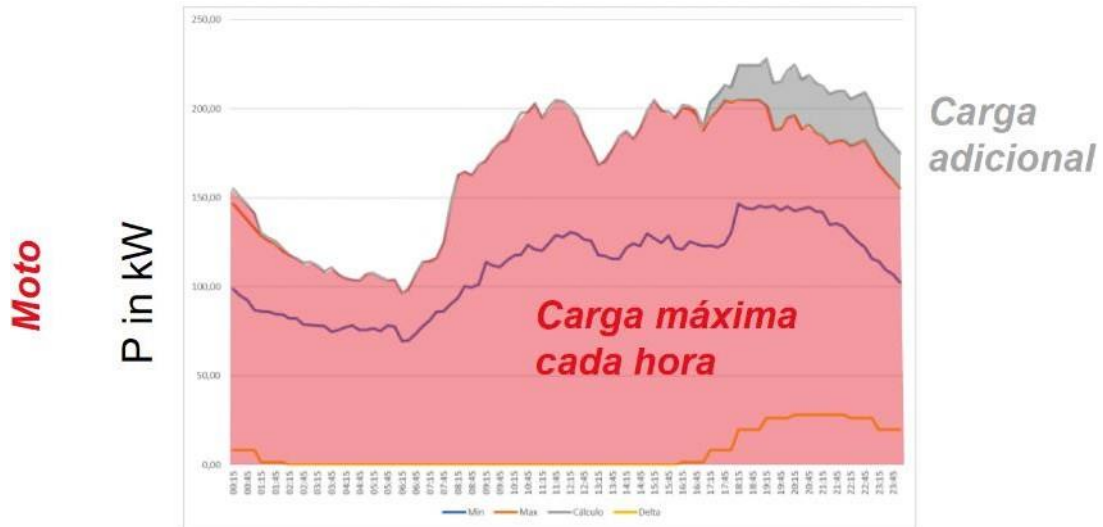


Ilustración 4-Perfil de carga ELOR (Motos)



Ilustración 5-Perfil de carga ELOR (Mototaxis)

Sin embargo, los resultados de la simulación mostraron que actualmente ya existe un cuello de botella de tensión significativo³ para el día crítico en el caso inicial, que no permitiría la integración de vehículos eléctricos sin afectar la calidad de suministro. Debido a esta condición de la situación base, es necesario que la EDE adopte medidas de reforzamiento en dos líneas críticas (cambio de 2 cables) para evitar la alta probabilidad de que se presenten problemas de caídas de tensión en los nodos ubicados al final del alimentador, donde ya se observan situaciones con un voltaje crítico (sin presencia de vehículos eléctricos) y para mejorar la capacidad del cable ubicado cerca del transformador.

³ Se asume que se admite una tolerancia de hasta 5% sobre la tensión nominal en el punto de entrega de energía.

Se evidencia en la Ilustración N° 6 que antes de adoptar la medida de reforzamiento, cerca del 10% de las conexiones de clientes tienen tensiones menores al 85% de la tensión nominal de entrega; y que casi el 50% tiene incluso tensiones menores al 90% del valor nominal. En relación con la posibilidad de integración de VE, se puede afirmar que existen dos zonas críticas con problemas de tensión.

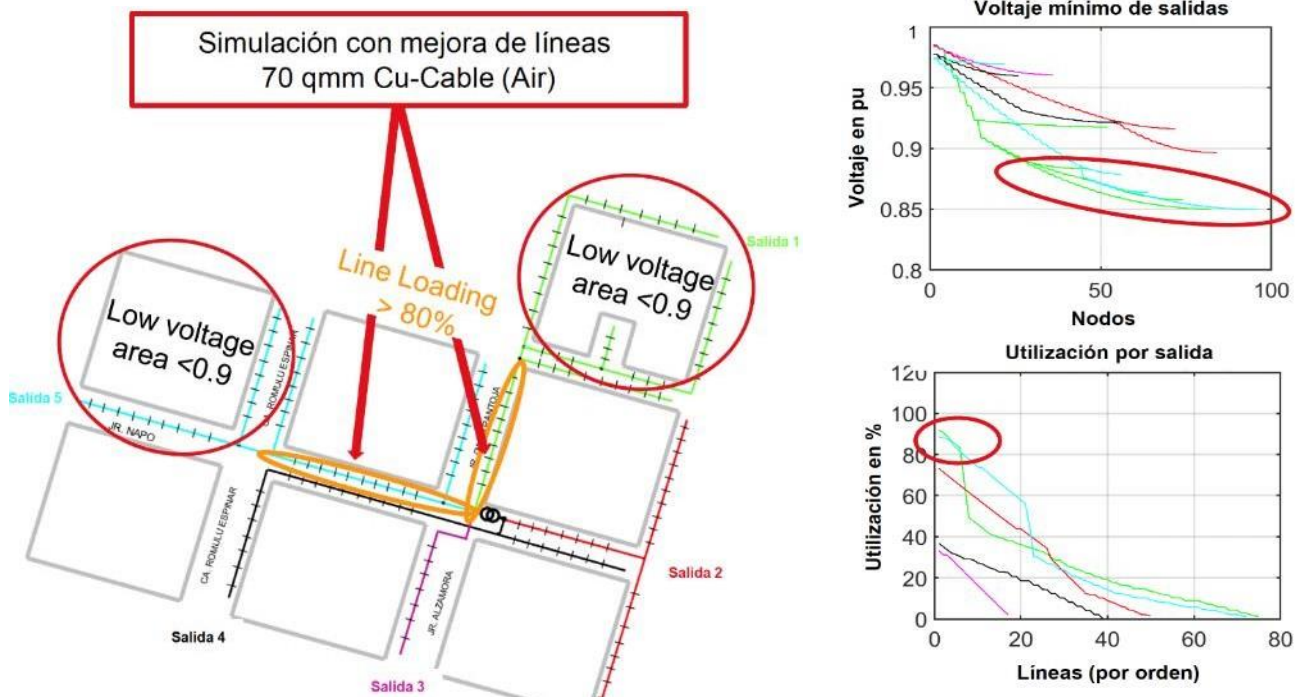


Ilustración 6-Medida de reforzamiento e impactos - ELOR.

El cambio de las dos líneas en la red crea una capacidad adicional para absorber nuevas cargas. Después del reforzamiento existe una reserva para nuevas cargas (ver Ilustración N° 7). Los valores límite se basan en los valores extremos de la red inicial, que es equivalente a una integración de vehículos eléctricos sin disminuir la calidad de suministro.

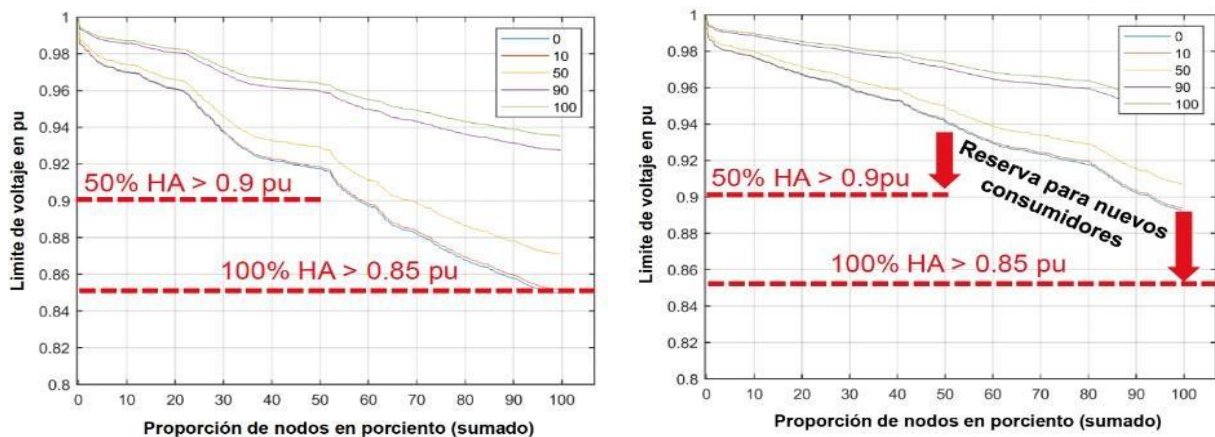


Ilustración 7-Resultado en la calidad de suministro después del reforzamiento Caso ELOR⁴

⁴ HA= Puntos de conexión

Con la adopción de esta medida de reforzamiento, el límite de la red para integrar electromovilidad dependerá de la probabilidad de que los usuarios se conecten a la misma hora y/o de la presencia de cuellos de botella como sobrecargas de cables o caídas de tensión que dependerán del horario en que se produzca la carga y la ubicación de los puntos de carga. Para cuantificar el valor de integración que se alcanzaría considerando todos los criterios limitantes, y para poder considerar este efecto probabilístico (temporal y espacial de la carga), se ejecutó una serie de simulaciones en las cuales los cargadores se conectan en el horizonte temporal definido y en diferentes puntos de conexión posibles. Este escenario, en ese sentido, refleja el caso de uso sin estrategia de control de carga y sin incentivo (señales de precio habilitadas) para el usuario, por lo que el resultado dependerá de su comportamiento (**carga no controlada**).

Para determinar el número máximo de vehículos eléctricos que podrían ser integrados sin que se produzcan cuellos de botella en la red, se ejecutó una modelación estocástica para determinar la cantidad de motocicletas eléctricas (L1e) o de mototaxis eléctricos (L5e) hasta alcanzar los límites de la red; asumiendo que la carga se produce en el predio del usuario, entre las 17:00 y 19:00 horas para el caso de las motos (con pico a las 18:00 horas); y entre las 20:00 y 22:00 horas para las mototaxis (pico 21:00 horas).

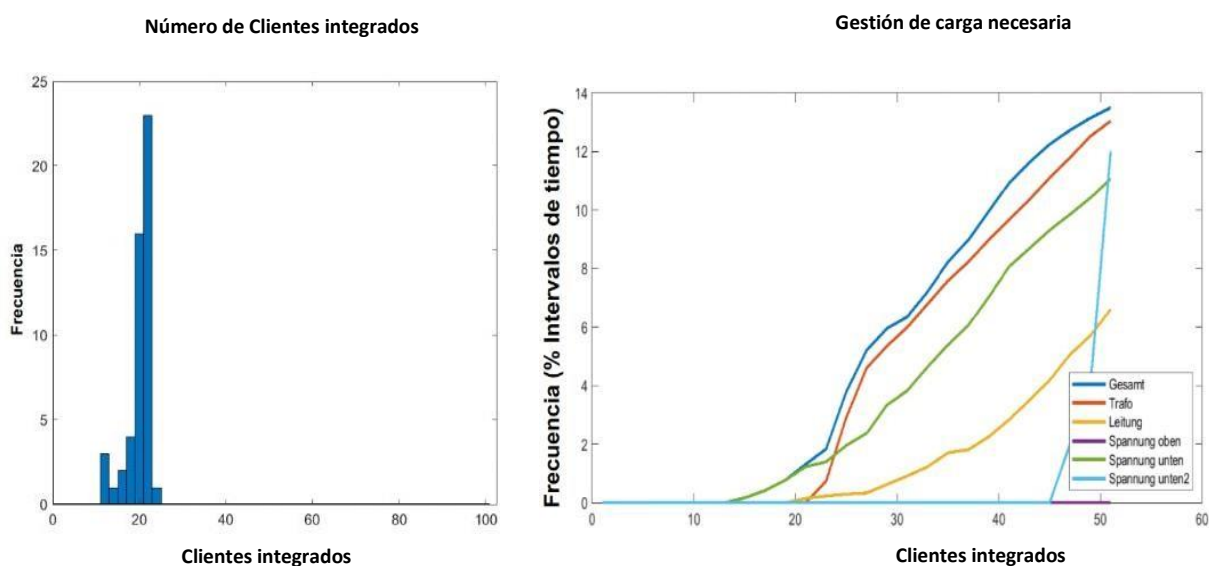


Ilustración 8-Análisis estocástico con cuellos de botellas caso ELOR.

Se realizaron en total 50 iteraciones estocásticas, obteniéndose que se pueden integrar en promedio 65 motos o 20 mototaxis en la red eléctrica sin que se identifiquen cuellos de botella en la red (Ilustración N° 8). En el caso de las motos, la capacidad de la red está limitada mayormente por la capacidad del transformador. Las situaciones de niveles bajos de tensión y de sobrecarga del cable solo se espera con una gran cantidad de motos. En el caso de los mototaxis, al tener una potencia de carga mayor, también aparecen problemas de tensión, e incluso las simulaciones mostraron que pueden mostrarse casos en las cuales los usuarios se conectan en ubicaciones más alejadas del transformador que resultan en valores de tensión menores al 85% del valor nominal.

4.1.2 GESTIÓN TEMPORAL DE LA RECARGA

La segunda simulación busca evaluar la cantidad de vehículos que se puede integrar, usando la disponibilidad de capacidad que existe en las horas de valle, tal como se aprecia en la Ilustración N° 9. Con esta medida de carga controlada se busca una solución que no requiera inversiones en reforzamiento de la red.



Ilustración 9-Valle de la noche caso ELOR

Con la gestión de la demanda es posible aumentar esencialmente la cantidad de vehículos en la red sin disminuir la calidad del servicio, utilizando para ello temporizadores, que es la medida más económica y desarrollada en la actualidad.

La instalación de temporizadores en el predio del usuario que cuenta con VE permite implementar una mejor distribución de la carga, buscando trasladarla a horarios con mayor disponibilidad de capacidad. Para hacer posible esta gestión controlada, es necesario establecer para cada usuario el rango de horario en que puede realizar la carga de su vehículo. En el caso de las motos, se necesita 5 horas para cargar y en el caso de los mototaxis existe más flexibilidad ya que solo se necesita 3 horas para la carga de la batería. En ambos casos, se asume que requiere de una carga completa de batería y que la carga está habilitada a partir de las 20:00 horas para no causar los problemas en la red que se observaron en la sección 4.1.1. A partir de las 20:00 horas se habilita el primer intervalo de carga para el primer grupo de vehículos, que permite la activación al primer grupo de cargadores. A partir de ese momento, y sobre la base de cada hora, se integrarían diferentes cantidades de vehículos eléctricos.

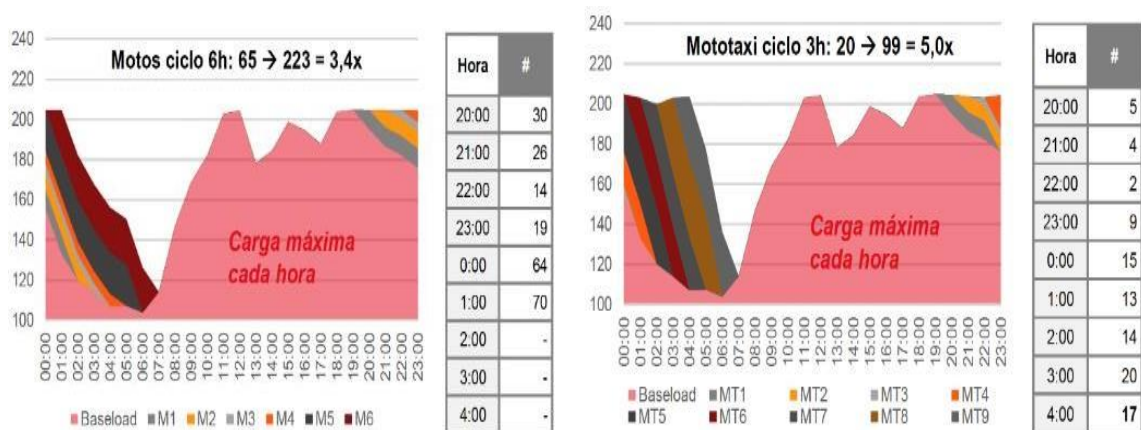


Ilustración 10-Cantidad de VE integrados con gestión de la demanda - caso ELOR

Con esta estrategia de carga controlada es posible integrar una cantidad de 223 motos o 99 mototaxis en la misma red sin comprometer la calidad de suministro, tal como se muestra en la Ilustración N° 10. Esto permitirá mayores ingresos por venta de energía y recuperar la inversión realizada en la adquisición de los temporizadores.

4.1.3 INCLUSIÓN DE SISTEMAS FV Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las alternativas descritas con relación a la cuantificación de la integración de motos y mototaxis eléctricas en las redes seleccionadas de ELOR fueron evaluadas económicamente para determinar su viabilidad.

De esta manera, para cada tipo de vehículo, fueron consideradas las siguientes alternativas de evaluación, según se indica en la Tabla N° 1.

Tabla N° 1. Alternativas consideradas en la evaluación económica para el caso de uso de ELOR

ALTERNATIVA EVALUADA	Alternativa 1: Recarga vía red eléctrica (A1)		Alternativa 2: Recarga vía SFV (A2)
	Caso A1a: Carga no controlada	Caso A1b: Con gestión temporal de la recarga	Caso A2: Recarga con SFV + batería de reemplazo
DESCRIPCIÓN	Necesidad de inversiones en medidas para el reforzamiento de la red eléctrica	Necesidad de adquisición de temporizadores para que la EDE tenga cierto grado de control en la recarga	Necesidad de adquisición de sistemas fotovoltaicos domiciliarios para la recarga de baterías. Incluye compra de una batería adicional para el recambio mientras se recarga la utilizada

La evaluación económica considera los costos de las inversiones involucradas en cada alternativa (refuerzo de la red, temporizadores o sistemas FV). También considera los costos de compra de energía en que tiene que incurrir la EDE para atender la demanda adicional producida por la integración de los vehículos eléctricos en sus redes.

Asimismo, considerando el contexto del sistema de suministro de energía eléctrica de Iquitos – sistema aislado atendido por una central térmica a Diésel –, se propuso como alternativa a ser considerada en la evaluación económica la instalación de sistemas fotovoltaicos en los domicilios de los usuarios para la recarga de las baterías de sus vehículos y, de esta manera, mitigar el impacto negativo de mayores emisiones del sistema eléctrico convencional a través de una solución energética sostenible, adecuada para la región y que no genera mayor presión sobre el actual sistemas de distribución de ELOR. El sistema fotovoltaico estaría dimensionado para cubrir la demanda del vehículo eléctrico del usuario y contaría con una batería adicional para enfrentar el periodo en que se recarga la batería anteriormente utilizada.

Para comparar los casos de las alternativas sobre una misma base de evaluación se tomó como referencia los valores de integración obtenidos en el escenario de recarga no controlada (numeral 4.1.1); es decir: se realizó sobre un total de 65 motos y 20 mototaxis. Los parámetros empleados en los cálculos de las alternativas se presentan en la tabla N° 2. La tabla N° 3 presenta

los resultados de evaluación económica para cada uno de los casos considerados, tanto a nivel de recarga vía red, como mediante los sistemas fotovoltaicos.

- Se asume que todas las inversiones son realizadas por ELOR y se recuperan dentro de las tarifas cobradas a los usuarios con vehículos eléctricos (100% asignación de Costos).
- Los casos A1a consideran la ampliación de la red y la necesidad de proporcionar una potencia adicional para cubrir la demanda en hora punta (que es mayor en el caso de los mototaxis).
- Los casos A1b incluyen las inversiones en temporizadores (no requiere refuerzo de red).
- Los casos A2 consideran la inversión en el sistema fotovoltaico y los ahorros de compra de energía.

Tabla Nº 2. Parámetros empleados en la evaluación del caso ELOR

Parámetros casos de negocio (@3,78\$/US\$)						
Alternativas	Mototaxis			Motos		
	A1 (red)	A2 (red + FV)		A1 (red)	A2 (FV + batería)	
Sistema	Red	FV	Bat.	Red	FV	Bat.
# Vehículos	20			65		
P_{max} (kW)	1,9	1,9	1,9	0,3	1,3	0,3
Consumo (MWh)	5,7	8,2	5,7	1,9	2,8	1,9
Sistemas	Mototaxi	Moto		FV	Bat.	
Capacidad batería (kWh)	5,1	1,7		-	-	
Pérdidas carga (%)	10%	10%		10% ⁽¹⁾	-(2)	
Consumo (kWh)	5,7	1,9		-	-	
Costo O&M (%/CAPEX)	-	-		0,5%	-	
CAPEX (US\$/kW)	-	-		1.300	750 ⁽³⁾	
Tarifa Red	Ingreso (BT5B)			Costo		
Variable HP (US\$/kWh)	0,199			0,177		
Variable HFP (US\$/kWh)	0,199			0,177		
Fijo (US\$/kW)	-			-		
Costo CO₂ (US\$/t)⁽⁵⁾	-			7,2		

(1) Dimensionamiento adicional Alternativa 2 = 30% por curva anual de generación

(2) Se asume una pérdida del 10% en la carga en casa de cada batería

(3) CAPEX en US\$/kW correspondiente a productos del mercado

(4) Costo sobre el consumo de energía por la red (@534 g/kWh)

Tabla Nº 3. Resultados de la evaluación económica del caso ELOR

Resultados casos de negocio (@3,78\$/US\$)						
Valores/a (en US\$)	Mototaxis			Motos		
	A1a (red)	A1b (red)	A2 (FV)	A1a (red)	A1b (red)	A2 (FV)
Ingresos	13.549	8.149	15.845	12.262	9.000	17.501
Red	13.549	8.149	-	12.262	9.000	-
CAPEX ⁽¹⁾	5.401	-	-	3.262	-	-
OPEX	8.149	8.149	-	9.000	9.000	-
Excedente ⁽²⁾	-	-	3.222	-	-	3.559
FV	-	-	2.654	-	-	2.931
CAPEX	-	-	5.616	-	-	6.203
OPEX	-	-	260	-	-	287
Excedente	-	-	(3.222)	-	-	(3.559)
Batería	-	-	9.969	-	-	11.011
CAPEX	-	-	9.969	-	-	11.011
OPEX	-	-	-	-	-	-
Costos red	(7.636)	(7.636)	-	(8.434)	(8.434)	-
Gastos FV	-	-	(240)	-	-	(265)
CAPEX	(60.800)	(2.000)	(133.404)	(36.720)	(6.500)	(147.344)
Red ⁽³⁾	(60.800)	(2.000)	-	(36.720)	(6.500)	-
FV	-	-	(48.071)	-	-	(53.094)
Batería	-	-	(85.333)	-	-	(94.250)
FC⁽⁴⁾⁽⁵⁾	76.516	5.693	100.682	50.063	1.997	111.201
VPN (8%)⁽⁵⁾	4.762	2.213	160	4.911	(1.529)	176
TIR⁽⁵⁾	9,0%	24,7%	8,0%	9,8%	3,6%	8,0%
Costo Client (US\$/kWh)	0,33	0,20	0,31	0,27	0,20	0,31

- (1) Anualidad sobre inversión en red y capacidad de generación (a 30 años)
(2) Ahorro de compra de combustible
(3) A1a: no incluye inversión en MT / A1b: US\$100 por temporizador por cliente
(4) Cálculo simplificado antes de impuestos y subsidios = EBITDA – CAPEX
(5) Suma sobre 15 años

Conclusiones de las alternativas evaluadas:

A1a: Ampliar la red existente permite generar VPN positivo, pero generaría un aumento en la tarifa del usuario por la inversión adicional en la red⁵; principalmente por la inversión que se incurre para atender la nueva demanda que se provocaría en hora punta.

A1b: La inversión en temporizadores permite habilitar la carga en horas donde hay mayor disponibilidad de capacidad de la red. Permite generar un VPN positivo únicamente para los mototaxis y no para las motos al mantener la tarifa según el pliego tarifario. En el caso de los mototaxis esta inversión genera un TIR de 24%, muy por encima de la rentabilidad que la regulación asegura a las EDEs. Por tanto, el diferencial podría ser utilizado para reducir la tarifa. En el caso de las motos, el TIR es bajo por la menor cantidad de energía vendida.

A2:FV + Batería: Utilizando un sistema FV con baterías, genera un VPN ligeramente positivo. La TIR de esta alternativa es de 8%. El costo para el cliente aumenta por la adquisición de los sistemas FV y baterías; aunque este costo es similar al que se obtiene en el caso de que la EDE invierte en reforzamiento de la red (caso A1a⁶).

⁵ Supuesto que se distribuye la inversión adicional a los clientes que cargan un vehículo eléctrico.

⁶ Caso asume un cambio de batería cada 15 años.

4.1.4 RECOMENDACIONES

Los resultados muestran tres estrategias diferentes, de las cuales las soluciones de integración "100% vía red" y "100% vía sistemas fotovoltaicos" son en realidad casi equivalentes. La única alternativa que posee un valor diferencial cuenta con un bajo costo de inversión y ofrece el potencial de generar un menor costo del servicio para el usuario cuando la recarga se traslada a periodos de valle es la adopción de temporizadores. Esta solución refleja experiencias y enfoques internacionales; sin embargo, para el caso particular de Iquitos transitar hacia una electrificación sostenible sólo será posible si la nueva demanda de vehículos eléctricos es atendida con generación distribuida que considere recursos energéticos renovables. Asimismo, será necesario contar con tarifas diferenciadas que reflejen el costo del servicio, de manera que estas señales de precios incentiven al usuario a cambiar sus horarios para la recarga.

Resultados principales:

- Debido a los elevados costos de la ampliación de la red (cables y capacidad generación) por la carga de vehículos en la hora punta, es recomendable generar un incentivo para cargar los vehículos en horas de valle. En la alternativa A1b de mototaxis, se podría reducir la tarifa para el cliente en un 3,5% para incentivar la carga en la noche en horas fuera de punta. En este caso, la tarifa sería de 0,19 US\$/kWh, manteniendo una TIR del 8%. Se debe desde la regulación impulsar tarifas horarias.
- En los casos A2, los sistemas fotovoltaicos y de baterías llegan a representar casi los mismos costos para el cliente. Bajo esta consideración, se recomienda explorar alternativas para subsidiar la adquisición de estos sistemas alternativos y que representan una solución sostenible para la electrificación del transporte en la región. De lo contrario, bajo el sistema de suministro de electricidad actual (casos A1a y A1b) seguirían produciéndose los impactos ambientales negativos y más acentuados dado su uso en el sector transporte.
- Una ventaja adicional de usar los sistemas FV con baterías es la redundancia para el sistema de distribución. Actualmente, la infraestructura eléctrica no tiene capacidad adicional para suplir la operación de la carga de los vehículos.
- Si la regulación lo permite, la EDE podría implementar un modelo de alquiler o venta de sistemas FV con batería para el recambio, permitiendo una mayor integración de los mototaxis/motocicletas eléctricas.

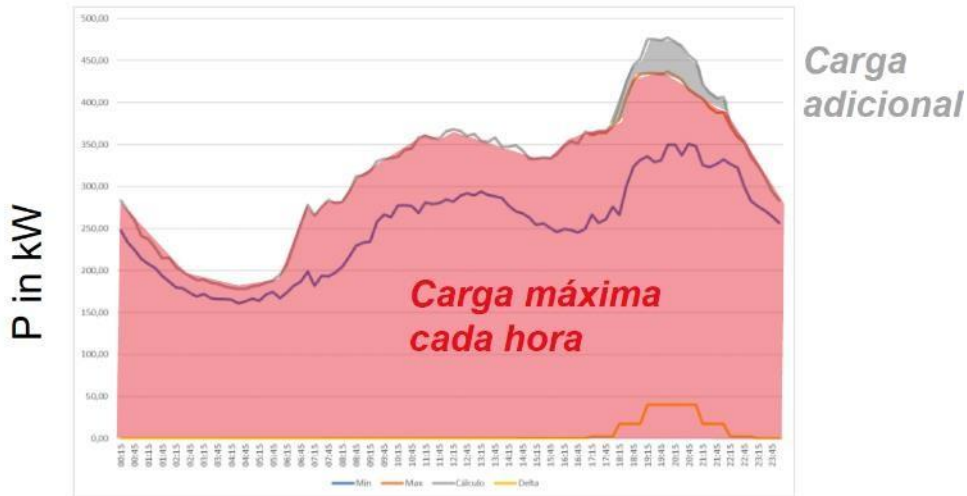
4.2 CASO DE USO: Automóviles en zonas residenciales en la red de Baja Tensión de HIDRANDINA

4.1.1 RECARGA NO CONTROLADA

En el caso base de la simulación se evaluó el estado actual de la red seleccionada y las En el caso base de la simulación se evaluó el estado de la red seleccionada y la posibilidad de integrar una cantidad de vehículos eléctricos livianos (sedán) y pesados (SUV) sin afectar la calidad de suministro. En este caso de aplicación a nivel de vehículos que circulan en entornos urbanos y residenciales cuenta con potencias de carga y capacidades más altas y, al mismo tiempo, refleja un caso de uso que en el futuro desempeñará un rol importante en el despliegue de la electromovilidad en el país. El primer caso considera una recarga no controlada. Es decir, se considera que la mayoría de los usuarios con vehículos eléctricos enchufan su VE para recargar la batería en el momento de llegar a casa entre las 17:00 y 21:00 horas (19:00 pm +/- 2 horas). Debido al pico de carga de la red a esta hora, no será posible integrar un gran número de unidades sin llegar a la carga máxima del transformador. En este sentido, se estima que, en base a la información de carga y de la capacidad del transformador en la red existente (500 kW), teóricamente sería posible integrar a la red hasta 25 vehículos livianos o hasta 5 vehículos pesados a las 19:00 horas simultáneamente, sin superar la capacidad del transformador (ver Ilustración N° 11).

Esto no considera cuellos de botella con relación a sobrecargas de cables, problemas de tensión ni los efectos de simultaneidad.

VEHÍCULO LIVIANO



VEHÍCULO PESADO



Ilustración 11-Perfiles de carga HIDRANDINA.

Sin embargo, la simulación muestra que actualmente ya existe un cuello de botella de tensión para el día crítico en el caso inicial; lo que la inclusión de vehículos eléctricos afectaría la calidad de suministro (ver Ilustración N° 12). En ese sentido, bajo el escenario de recarga no controlada, se considera realizar una mejora en una línea crítica (cambio de un cable) para evitar la alta probabilidad de problemas de tensión en la mitad de los nodos del alimentador, donde ya se observa situaciones con un voltaje crítico. En la Ilustración N° 12 muestra que antes del reforzamiento, casi el 50% de las conexiones de clientes presentan tensiones menores al 90% del valor nominal⁷.

⁷ Considerando la simulación de estado actual de la red se evidencia la necesidad de reemplazar una línea (c. 350m - en azul) para asegurar los límites de voltaje para la red considerada en el caso de uso.

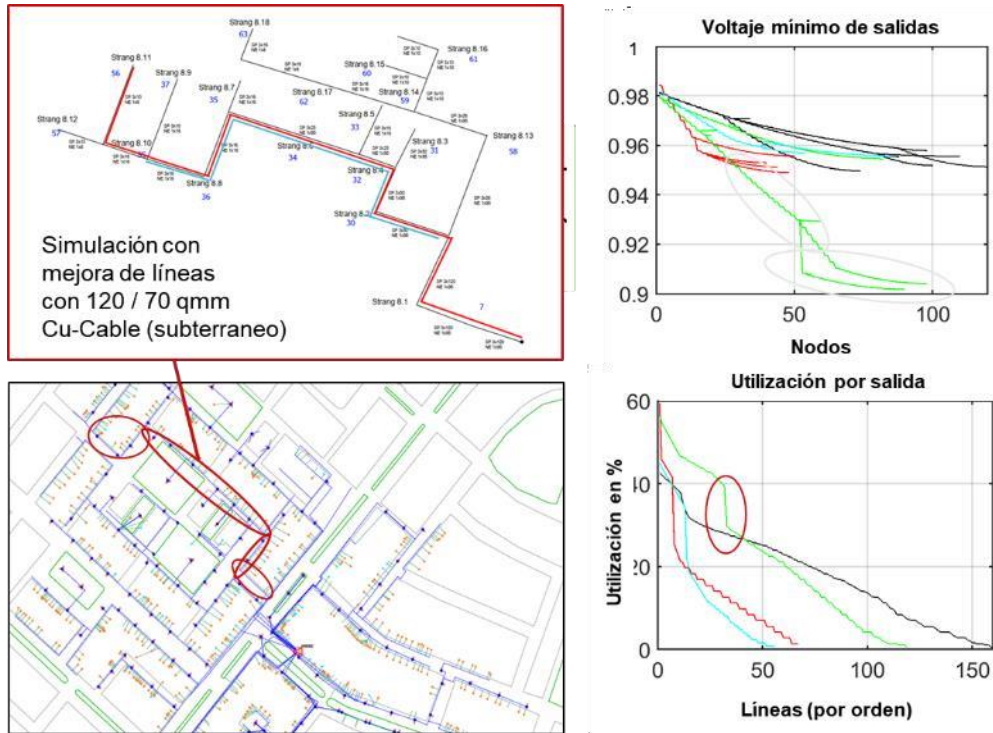


Ilustración 12-Medida de refuerzo e impactos - HIDRANDINA

El cambio de la línea en la red crea una capacidad adicional para absorber nuevas cargas. Después del reforzamiento existe una reserva para nuevas cargas (Ilustración Nº 13). Los valores límite se basan en los valores extremos de la red inicial que es equivalente a una integración de vehículos eléctricos sin disminuir la calidad de suministro.

Con la adopción de esta mejora, el límite de la red para integrar electromovilidad dependerá de la probabilidad de que los usuarios se conecten a la misma hora y/o de la presencia de cuellos de botella como sobrecargas de cables o caídas de tensión que dependerán del horario en que se produzca la carga y la ubicación de los puntos de carga.

En el caso de uso definido, los usuarios están retornando a su domicilio entre las 17:00 y 21:00 horas. Su hora de llegada (y por tanto en que carga su vehículo) es variable. La ubicación de los puntos de carga también es variable. Por tanto, para estimar la cantidad de vehículos que podrán integrarse, se ejecutaron una serie de simulaciones que tomaron en cuenta este efecto probabilístico en la hora y ubicación de la carga, además de los criterios que deben ser atendidos para no comprometer la calidad del suministro. Este escenario refleja el caso de uso sin control de la recarga y sin incentivo para el usuario, por lo que el resultado dependerá de su comportamiento (**carga no controlada**).

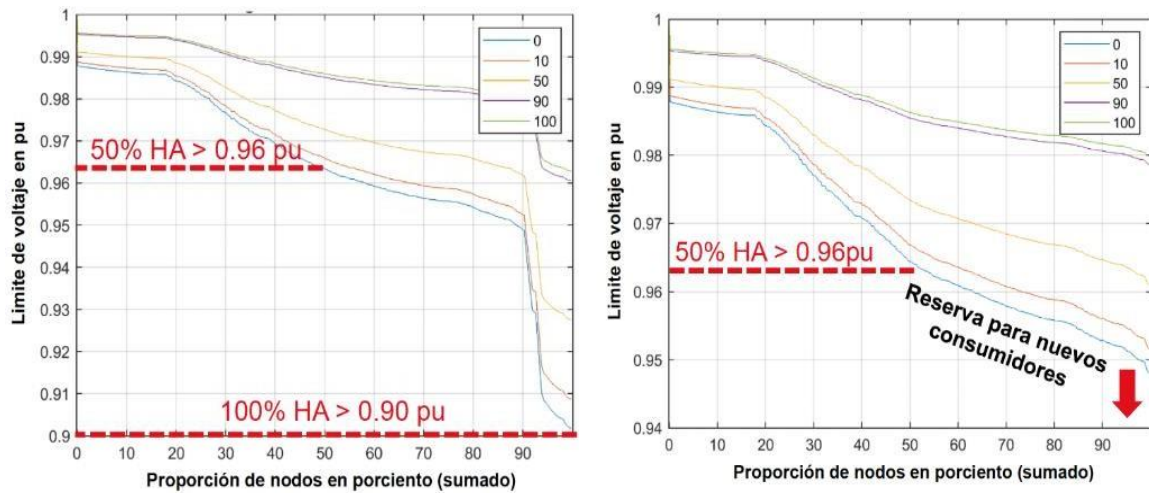


Ilustración 13-Resultado en la calidad de suministro después del reforzo Caso HIDRANDINA⁸

Para determinar el número máximo de vehículos eléctricos que podrían ser integrados sin que se produzcan cuellos de botella en la red, se ejecutó una modelación estocástica para determinar la cantidad de vehículos livianos (L6e) o de vehículos pesados (M1) hasta alcanzar los límites de la red; asumiendo que la carga se produce en el predio del usuario, entre las 17:00 y 21:00 horas.

Se realizaron en total 50 iteraciones estocásticas, obteniéndose, en promedio, luego del reforzamiento de la red, se podrían integrarse 22 vehículos livianos o 6 vehículos pesados en la red eléctrica (Ilustración N° 14) sin que se presenten cuellos de botella en la red.

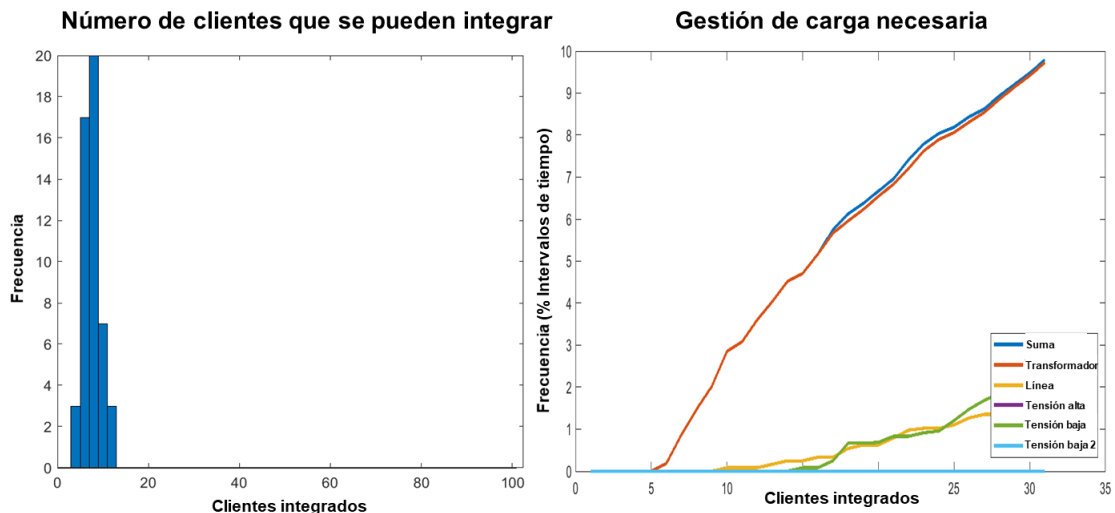


Ilustración 14-Análisis estocástico con cuellos de botellas caso HIDRANDINA

⁸ HA= puntos de conexión

En el caso de los vehículos livianos, la capacidad de la red está limitada, principalmente por la capacidad del transformador. Además de este factor, la caída de tensión y la sobrecarga de dos líneas, también son factores limitantes que empiezan a ocurrir con la integración de mayor número de vehículos pesados que cuentan con una potencia mayor.

4.2.2 GESTIÓN TEMPORAL DE LA RECARGA

La segunda simulación busca evaluar la cantidad de vehículos que se puede integrar usando la disponibilidad de capacidad que existe en las horas de valle, de acuerdo con el perfil de carga que se muestra en la Ilustración N° 15. Esta medida de carga controlada busca, a través de la gestión temporal de la recarga de los vehículos eléctricos, implementar una estrategia que no requiera inversiones en reforzamiento de la red.

Con la gestión de la demanda es posible aumentar esencialmente la cantidad de vehículos en la red sin disminuir la calidad del servicio, recurriendo al uso de temporizadores, que representan la medida más económica y desarrollada en la actualidad.



Ilustración 15-Valle de la noche caso HIDRANDINA

La instalación de temporizadores en el predio del usuario que cuenta con VE permite implementar una mejor distribución de la carga, buscando trasladarla a horarios con mayor disponibilidad de capacidad. Para hacer posible esta gestión controlada, es necesario establecer para cada usuario el rango de horario en que puede realizar la carga de su vehículo. Tanto para el caso del vehículo liviano como para el pesado, se asume que es necesario una recarga de 25% a 30%, debido a que la distancia recorrida esperada está en el rango de 50 a 100 km y, por tanto, no es necesario la recarga completa de la batería. Los tiempos de recarga resultante son de 1,2 y 2 horas, para los vehículos pesados y livianos, respectivamente. La carga está habilitada a partir de las 21:00 horas para no causar los problemas en la red que se observó en la sección 4.2.1. A

partir de las 21:00 horas se habilita el primer intervalo de carga para el primer grupo de vehículos, que permite la activación al primer grupo de cargadores. A partir de ese momento, y sobre la base de cada hora, se integrarían diferentes cantidades de vehículos eléctricos.

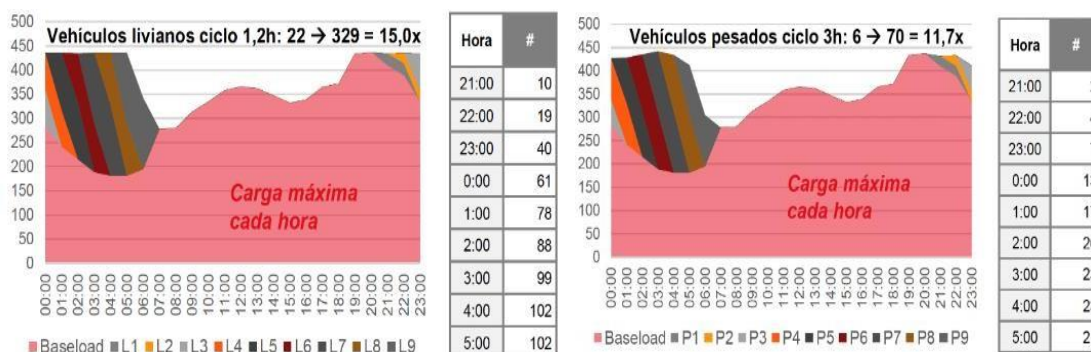


Ilustración 16-Cantidad de VE integrados con gestión de la demanda - caso HIDRANDINA

Con esta estrategia de carga controlada es posible integrar una cantidad de **329 vehículos livianos y 70 vehículos pesados** – entre 15 y 12 veces la cantidad que se encontró en el caso sin gestión de la recarga (no controlada)– en la misma red sin deteriorar la calidad de suministro (ver Ilustración N° 16). Esto permitirá mayores ingresos por venta de energía y recuperar la inversión realizada en la adquisición de los temporizadores. Con este aumento, queda claro que el control activo tiene un gran efecto en términos de integración, especialmente con potencias de carga elevadas.

4.2.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las alternativas descritas con relación a la cuantificación de la integración de vehículos livianos y pesados en las redes seleccionadas de HIDRANDINA fueron evaluadas económicamente para determinar su viabilidad.

De esta manera, para cada tipo de vehículo, fueron considerada la alternativa de evaluación que corresponde a la recarga de las baterías en el predio del usuario a través del suministro de energía con las redes de HIDRANDINA. Para esta alternativa se consideraron las dos medidas estudiadas: a) Carga no controlada (Caso A1a); y b) Gestión temporal de recarga (Caso A1b), según se indica en la Tabla N° 4.

Tabla N° 4. Alternativas consideradas en la evaluación económica para el caso de uso de HIDRANDINA

ALTERNATIVA EVALUADA	Alternativa 1: Recarga vía red eléctrica (A1)	
	<u>Caso A1a: Carga no controlada</u>	<u>Caso A1b: Con gestión temporal de la recarga</u>
DESCRIPCIÓN	Necesidad de inversiones en medidas para el reforzamiento de la red eléctrica	Necesidad de adquisición de temporizadores para que la EDE tenga cierto grado de control en la recarga

La evaluación económica considera los costos de las inversiones involucradas en los dos casos descritos (refuerzo de la red, cambio de la conexión de monofásico a trifásica en las instalaciones de los usuarios de los vehículos pesados y temporizadores). También se consideran los costos de compra de energía en que tiene que incurrir la EDE para atender la demanda adicional producida por la integración de los vehículos eléctricos en sus redes.

Para comparar los casos sobre una misma base de evaluación se tomó como referencia los valores de integración obtenidos en el escenario de recarga no controlada (numeral 4.2.1); es decir: se realizó sobre un total de 22 vehículos livianos y 6 vehículos pesados. Los parámetros empleados en los cálculos de las alternativas se presentan en la tabla N° 5. La tabla N° 6 presenta los resultados de evaluación económica para cada uno de los casos considerados.

- Se asume que todas las inversiones son realizadas por la EDE y se recuperan dentro de las tarifas cobradas a los usuarios con vehículos eléctricos (100% asignación de costos).
- Los casos A1a consideran la ampliación de la red y la necesidad de proporcionar una potencia adicional para cubrir la demanda en hora punta.
- Los casos A1b incluyen las inversiones en temporizadores y no requieren de reforzamiento en la red.

Tabla Nº 5. Parámetros empleados en la evaluación del caso HIDRANDINA

Parámetros casos de negocio (@3,78\$/US\$)		
	Vehículo liviano	Vehículo pesado
# Vehículos	22	6
Carga P _{max} (kW)	2,5	11
Capacidad batería (kWh)	20	40
Pérdidas carga (%) ⁽¹⁾	10%	
Consumo (% carga) ⁽²⁾	30%	
Costo O&M (%/CAPEX) ⁽³⁾	-	-
CAPEX (US\$/kW) ⁽³⁾	-	-
Tarifa Red	Ingreso (BT5B)	Costo ⁽⁵⁾
Variable HP (US\$/kWh)	0,310	0,073
Variable HFP (US\$/kWh)	0,131	0,057
Fijo (US\$/kW)	-	17,556
Costo CO ₂ (US\$/t) ⁽⁴⁾	-	7,2

- (1) Se asume una pérdida del 10% en la carga en casa de cada batería
 (2) Se asume que se requiere una carga del 30% diaria por no usar toda la capacidad
 (3) CAPEX y OPEX no incluido en cálculo por ser parte de la inversión del cliente
 (4) Costo sobre el consumo de energía por la red (@200 g/kWh)
 (5) Costos corresponden a *benchmark* SEAL por no contar con información adicional

Tabla Nº 6. Resultados de la evaluación económica del caso HIDRANDINA

Resultados casos de negocio (@3,78\$/US\$)				
Valores/a (en US\$)	Vehículos livianos		Vehículos pesados	
	A1a (red)	A1b (red)	A1a (red)	A1b (red)
Ingresos ⁽¹⁾	20.012	7.741	11.990	4.004
Costos red	(9.826)	(3.196)	(9.151)	(1.743)
CAPEX Red ⁽²⁾	(32.000)	(2.200)	(32.000)	(600)
FC ⁽³⁾⁽⁴⁾	146.378	65.981	36.160	33.327
VPN (8%) ⁽⁴⁾	58.569	33.987	334	17.370
TIR ⁽⁴⁾	31,7%	206,6%	8,1%	377,0%
Costo Client (US\$/kWh)	0,38	0,15	0,42	0,14

- (1) Incluye el 8% sobre la inversión en la red (no para los temporizadores)
 (2) A1a: No incluye inversión en MT. Costos corresponden a *benchmark* ELOR para líneas aéreas aislados más 50 \$/m para excavación / A1b: US\$100 temporizador por cliente
 (3) Cálculo simplificado antes de impuestos y subsidios = EBITDA – CAPEX
 (4) Suma sobre 15 años

Conclusiones de los casos evaluados:

A1a: Ampliar la red existente permite generar un VPN positivo para los dos tipos de vehículos, debido al incremento en ventas de energía y por el ingreso adicional por la inversión en red. La TIR es superior para el caso de los vehículos livianos, dado que se puede integrar una mayor cantidad y, por tanto, mejoran los ingresos por venta de energía, con respecto al valor de TIR encontrado para vehículos pesados.

A1b: La inversión en temporizadores permite habilitar la carga en horas donde hay mayor disponibilidad de capacidad de la red y genera un VPN positivo para ambas clases de vehículos. Adicionalmente, el costo trasladado al cliente es menor que en el caso de reforzamiento de la red, lo cual permite generar incentivos adicionales para el cambio en el horario de recarga.

4.2.4 RECOMENDACIONES

Los resultados muestran que la integración de vehículos a través de una estrategia de gestión temporal de recarga tiene una alta rentabilidad y la posibilidad de pagar una tarifa menor cuando se carga por la noche en horas fuera de punta, a través de un temporizador. Esta solución refleja experiencias y enfoques internacionales e incluye la aplicación de tarifas variables que ya existen para horas punta (HP) y fuera de punta (FP). La tarifa FP al ser significativamente menor que la HP genera un gran ahorro para el cliente, y para el sistema un ahorro en costos por capacidad.

Resultados principales:

- Sin medidas adicionales, pocos vehículos eléctricos podrán integrarse en la red existente. Con una ampliación de 350m es posible integrar un número significativamente mayor de vehículos eléctricos.
- Incentivar con temporizadores la recarga en la noche en horas fuera de punta es la solución más eficiente para el usuario (costos menores por kWh) y para el sistema (inversiones postergadas en aumento de capacidad).
- Debido a los elevados costos para habilitar una carga a hora punta, es recomendable generar un incentivo para cargar los vehículos en horas fuera de punta. En la alternativa A1b se podría reducir la tarifa para el cliente, para ambas clases de vehículos, se obtendría un costo de 0,15 US\$/kWh.
- Se recomienda incentivar el uso de los vehículos livianos para aumentar el volumen de energía vendida, dado que pueden integrarse más vehículos en la red existente.

4.3 CASO DE USO: Estación de autobuses y planta fotovoltaica en SEAL

4.3.1 ANÁLISIS DEL PUNTO DE CONEXIÓN Y DE LA RED

El caso de uso considera la integración de una flota de buses a la red de MT de SEAL. El punto de conexión de la infraestructura de recarga (patio de buses) estará ubicada en la SET Cono Norte. La flota es de 114 unidades y el punto de partida para analizar su integración en la infraestructura eléctrica de SEAL es evaluar si esta nueva carga puede ser atendida por la SET, considerando el perfil de carga existente.

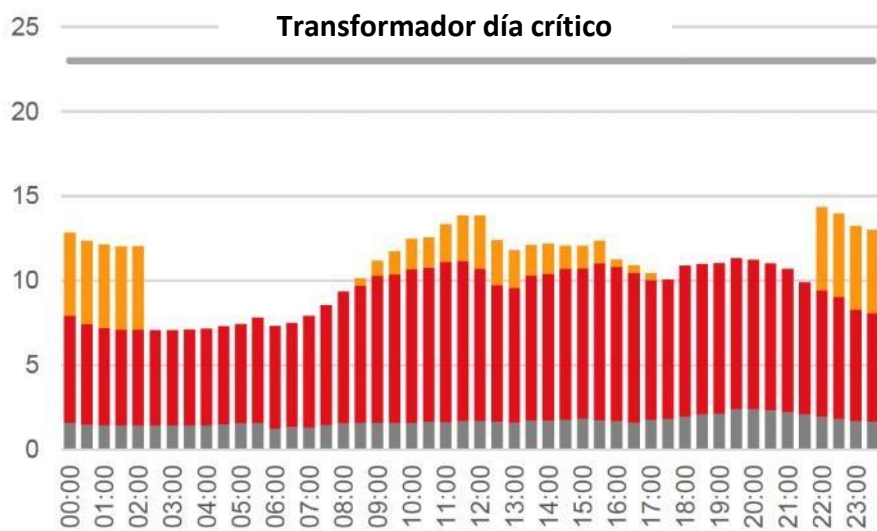


Ilustración 17-Perfil del transformador Cono Norte con la estación de carga de buses

En ese sentido, se realizó una simulación sobre el perfil de carga existente de la subestación y la nueva carga que representa la flota de buses eléctricos (Ver ilustración N° 17). La simulación mostró que el transformador T8-321 tiene suficiente capacidad para atender dicha carga adicional en toda hora del día, por lo cual no existen condiciones que limiten la integración del sistema de transporte público en dicha red de media tensión. Sin embargo, el análisis del punto de conexión también identificó que la SET Cono Norte se conecta a la red de media tensión únicamente a través de un solo cable de 33 kV; en la ilustración N° 18 se puede apreciar que solo existe una barra simple de 33 kV y un transformador de 33/22/10 kV (línea roja). Por tanto, esta conexión no cumple el criterio de N-1, que describe el principio de planificación y operación de redes; según el cual, ocurrida una falla en uno de los componentes de la subestación, existe otro que asume la función perdida teniendo como resultado la mantención de la continuidad del suministro. Es decir, se evita el fallo de un sistema mediante redundancias.

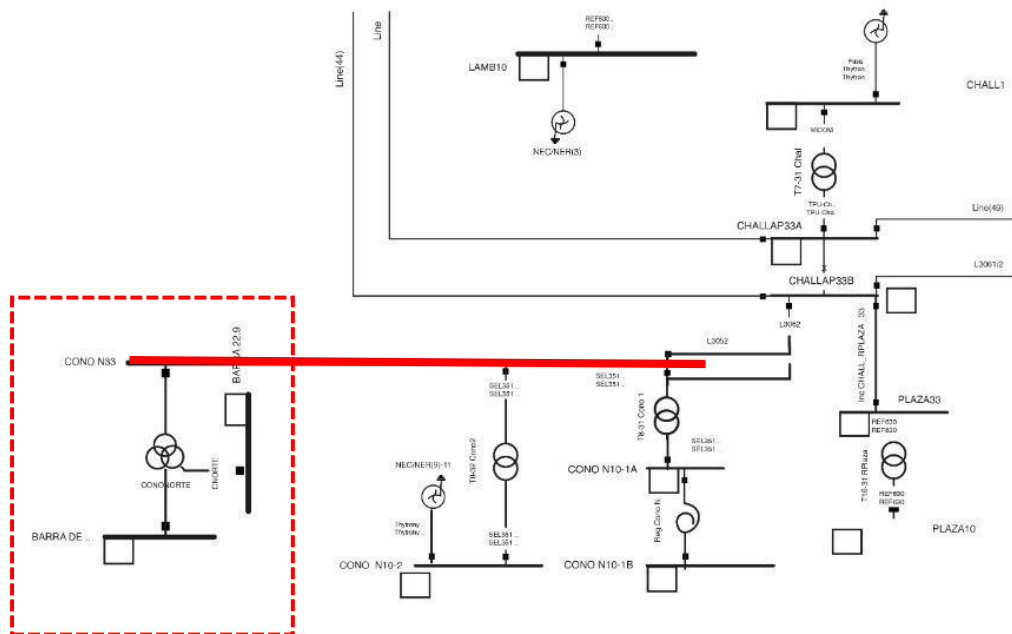


Ilustración 18-. Diagrama unifilar MT de la conexión de la estación de carga de buses

En ese sentido, considerando esta situación, el suministro confiable del sistema de carga de los buses no estaría asegurado, y por lo tanto la continuidad del servicio de transporte público, por lo que sería necesario identificar opciones para generar redundancia, por ejemplo, otra conexión de la SET, o el suministro a través de soluciones de generación distribuida con energía renovable y sistemas de almacenamiento, con lo cual, adicionalmente, contribuiría a la descarbonización del transporte público. Dichas opciones serán consideradas en las alternativas a ser evaluadas económicamente en la siguiente sección.

4.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Considerando los resultados del análisis del punto de conexión y no existiendo restricciones en cuanto a la capacidad existente en la infraestructura de la red para que se integre la flota de buses, en esta sección serán evaluadas, adicionalmente a la alternativa de suministro convencional, las opciones de⁹:

- (i) generación distribuida con una central solar fotovoltaica, conectada a la SET Cono Norte para atender parcialmente la demanda de energía del patio de buses. Según los datos de operación de los buses es posible que parte de la flota pueda cargar sus baterías durante el día. La integración de la central FV en la SET aumenta la redundancia del 42%, mejora la calidad de suministro y asegura una carga parcial de los buses eléctricos con energías renovables; y

⁹ Los dos casos (A2 y A3) no consideran ventajas que se podría generar con la inclusión de la central FV y sus inversores para poder mejorar la calidad de tensión a través de una inyección selectiva de potencia reactiva.

(ii) combinar la opción de la generación de la planta solar fotovoltaica con un banco de baterías para almacenar los excedentes producidos y se pueda habilitar la recarga de los buses en horario nocturno. Esta solución generaría una redundancia del 100%, aumenta la calidad de suministro, y asegura una carga completa de los buses eléctricos con energías renovables.

La tabla N° 7 presenta el resumen de las alternativas que serán evaluadas económicamente.

Tabla N° 7. Alternativas consideradas en la evaluación para el caso de uso de SEAL

ALTERNATIVA EVALUADA	Alternativa 1: Recarga vía red eléctrica (A1)	Alternativa 2: Recarga vía central solar FV + red (A2)	Alternativa 3: Recarga vía central solar FV + baterías (A3)
DESCRIPCIÓN	La flota de buses se recarga directamente desde la SET Cono Norte	La flota de buses se recarga con energía producida en la central solar FV y de manera complementaria con energía de la SET Cono Norte en las horas sin radiación solar	La flota de buses se recarga íntegramente con la energía de la planta solar FV y con baterías

La evaluación económica considera los costos de las inversiones involucradas en cada alternativa (central solar FV y baterías). También considera los costos de compra de energía en que tiene que incurrir la EDE para atender la demanda adicional producida por la integración de la flota de buses eléctricos en sus redes. El caso A2 considera que los excedentes de la generación solar de la planta solar FV se pueden vender a los clientes finales aplicando la tarifa BT5. El caso A3 considera un CAPEX adicional 150 US\$/kWh por capacidad de almacenamiento diario y una inversión de 500 US\$/kW. Los parámetros empleados en los cálculos de las alternativas se presentan en la tabla N° 8. La tabla N° 9 presenta los resultados de evaluación económica para cada una de ellas.

Tabla N° 8. Parámetros Caso de negocio SEAL

Parámetros casos de negocio (@3,78\$/US\$)					
Alternativas	A1 (red)	A2 (red + FV)		A3 (FV + batería)	
Sistema	Red	Red	FV	FV	Bat.
# Vehículos	114	66	48	114	66
P _{max} (kW)	4.950	4.950	6.400	6.400	4.950
Consumo (GWh)	13,7	7,9	5,8	13,7	0,03
Beneficiario Excedente FV	-	Cliente		SEAL	
Systemas	Bus	Red	FV	Bat.	
Capacidad batería (kWh)	310	-	-	-	
Pérdidas carga (%)	10%	3%	10% ⁽¹⁾	15% ⁽²⁾	
Consumo (GWh)	13,7	7,9	5,8	13,7	
Costo O&M (%/CAPEX)	-	-	0,5%	3,0%	
CAPEX (US\$/kW)	-	-	850	500 ⁽³⁾	
Tarifa Red	Ingreso (MT2)		Costo		
Variable HP (US\$/kWh)	0,084		0,073		
Variable HFP (US\$/kWh)	0,070		0,057		
Fijo (US\$/kW)	20,87		17,56 ⁽⁴⁾		
Costo CO ₂ (US\$/t) ⁽⁵⁾	-		7,2		

- (1) Dimensionamiento adicional Alternativa 3 = 30% por curva anual de generación
 (2) Dimensionamiento adicional Alternativa 3 = 20% por degradación anual
 (3) CAPEX adicional 150 US\$/kWh por volumen de almacenamiento diario
 (4) Asumiendo simultaneidad de 20%
 (5) Costo sobre el consumo de energía por la red (@200 g/kWh)

Tabla N° 9. Resultados casos de negocio caso SEAL

Resultados casos de negocio (@3,78\$/US\$)			
Valores/a (en US\$)	A1 (red)	A2 (red + FV)	A3 (FV + batería)
Ingresos	2.236.972	1.980.141	1.758.474
Red	2.236.972	1.831.385	-
FV	-	148.756	664.929
CAPEX	-	635.553	635.553
OPEX	-	29.376	29.376
Excedente ⁽¹⁾	-	(516.172)	-
Batería	-	-	1.093.545
CAPEX	-	-	856.120
OPEX	-	-	237.425
Costos red⁽¹⁾	(1.492.679)	(726.822)	24.017
Gastos	-	(27.200)	(247.038)
FV	-	(27.200)	(27.200)
Batería	-	-	(219.838)
CAPEX	-	(5.440.000)	(13.399.370)
FV	-	(5.440.000)	(5.440.000)
Batería	-	-	(7.327.941)
FC Proyecto⁽²⁾⁽³⁾	11.164.398	12.951.808	10.263.860
VPN (@8%)⁽³⁾	5.898.853	4.680.512	346.981
TIR⁽³⁾	N/A	21,3%	8,5%
Costo Cliente (US\$/kWh)	0,16	0,14	0,13 ⁽⁴⁾

- (1) Excedente (A2) = beneficio cliente; Costo positivo (A3) = beneficio SEAL
 (2) Cálculo simplificado antes de impuestos = EBITDA – CAPEX
 (3) Suma sobre 15 años
 (4) Costo del cliente puede bajar hasta 0,10ct/kWh al usar baterías de "second life"

Conclusiones:

- El uso de la red existente permite generar un flujo de caja sin inversión adicional. Esta alternativa genera el mayor VPN, pero al mismo tiempo el costo más alto para el cliente.
- Utilizando un sistema FV en zonas de alta radiación como Arequipa, es posible generar un flujo de caja mayor, pero la inversión inicial disminuye el VPN. Sin embargo, se genera una TIR del proyecto de 21,3%. El costo para el cliente baja un 12,5%.
- Al integrar un sistema de baterías, tanto el flujo de caja, como el VPN disminuyen por la mayor inversión. Sin embargo, se puede generar una TIR del 8,5% y disminuir el costo del cliente un 7%. El caso A3 asume un cambio de batería cada 15 años. El costo que asume el cliente puede bajar hasta 0,10 cts/kWh al usar baterías de “second life”¹⁰.

4.3.3 RECOMENDACIONES

La solución basada en recursos energéticos distribuidos para lograr un suministro confiable de energía y, al mismo tiempo, contribuir en la descarbonización del transporte público se vislumbra como la más atractiva. Para su implementación, se recomienda construir primero la central solar FV e ir migrar hacia la solución que integra la generación con sistemas de almacenamiento cuando las baterías alcancen precios más competitivos y sean más confiables en términos de duración.

Resultados principales:

- Debido a los elevados costos de los sistemas de baterías y el riesgo tecnológico al implementar de manera simultánea la generación solar y el sistema de almacenamiento, se recomienda iniciar la integración del sistema FV y después del sistema de baterías. Esto disminuiría adicionalmente la inversión inicial, lo cual disminuiría el riesgo por cambios operativos en la carga de los buses.
- Otra ventaja de usar los sistemas FV y de baterías es la redundancia para el sistema de distribución. Actualmente, la infraestructura existente tiene suficiente capacidad para suplir la operación de la carga de los buses. Sin embargo, no existe redundancia en caso el transformador falle. En este sentido, las alternativas 2 y 3 generan redundancias de 42% y 100%, respectivamente.

¹⁰ Utilización de baterías de autobús que ya no son totalmente funcionales para aplicaciones móviles, pero que aún permiten su uso en aplicaciones estacionarias.

5

RESUMEN Y PROPUESTAS PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Los resultados muestran que la electromovilidad es económicamente viable, pero no deja de ser un reto para las EDEs. Y esto debido a que exige una mayor integración de las energías renovables, la adopción de medidas de reforzamiento de las redes y el desarrollo de estrategias y enfoques para la futura gestión de la demanda. Es posible dar los primeros pasos hacia la integración de vehículos ligeros, siendo la adopción de temporizadores la medida con mejor desempeño en términos de relación beneficio-costos, y que permitiría avanzar sin incurrir en inversiones en reforzamiento de las redes. Los resultados y las medidas identificadas en los casos de uso de electromovilidad analizados están en el mismo orden de magnitud que lo observado en países europeos (por ejemplo, los factores por los cuales es posible aumentar la cantidad de vehículos eléctricos cuando se usan temporizadores). Especialmente, al comienzo del desarrollo de la electromovilidad, hay que tener en cuenta estos factores.

Finalmente, los resultados más importantes del análisis realizado en las redes de HIDRANDINA, ELOR y SEAL son los siguientes:

- En los tres casos de uso de electromovilidad evaluados, las redes se encuentran muy cerca de su límite. Sin embargo, esta situación no es una restricción para iniciar las actividades de promoción y primeros proyectos piloto en electromovilidad. A mediano plazo, por otro lado, será necesario analizar detalladamente las medidas que se implementarán a medida que los vehículos eléctricos aumenten su participación en el parque automotor.
- El refuerzo de la red es una inversión que se requiere para integrar vehículos eléctricos sin afectar la calidad del suministro.
- Se deben generar incentivos para promover la carga de los vehículos eléctricos en la noche, después de la hora punta. De esa forma se aumentará la cantidad de vehículos que se pueden integrar a la red y permitirá aprovechar la infraestructura existente sin inversión en medidas de reforzamiento.
- Frente a ello, la solución más sencilla, económica y rápida de implementar son los temporizadores, los que deben estar acompañados de señales adecuadas de precios que

incentiven la recarga en ese periodo de tiempo. Esto es particularmente necesario para el caso de la carga de vehículos eléctricos livianos.

- Los casos analizados representan casos extremos (100% carga controlada y no controlada). La introducción de dos o más opciones tarifarias permitiría a los clientes responder adecuadamente a las señales de precios, incentivándolos a realizar la recarga de sus vehículos en horarios donde existe buena disponibilidad de capacidad de red. En caso los usuarios opten por un rango de horarios fuera de la señal de precios, la ampliación de la red se financiaría aplicándoles una tarifa más alta.
- Para la carga de mototaxis eléctricos es más económico instalar sistemas fotovoltaicos con baterías en el predio del usuario, que invertir en el reforzamiento de la red; puesto que esto último provocaría un aumento importante en la tarifa. Esta medida permite una mayor integración de mototaxis eléctricos y tendría un efecto importante en la reducción de los GEI, particularmente en zonas con generación térmica a Diesel.
- La electrificación del transporte público es posible. Para ello, se debe tener en consideración que la ubicación de los terminales de carga sea próxima a subestaciones y con suficiente capacidad. Asimismo, con los incentivos necesarios, una planta solar próxima a la subestación podría no solamente hacer viable la carga de la flota de buses eléctricos, sino que, adicionalmente, permitirá descarbonizar aún más el transporte.

6

RECOMENDACIONES Y PANORAMA

La electromovilidad a largo plazo tiene el objetivo de descarbonizar el sector de transporte. Esto debe ir de la mano con un plan de promoción el suministro a través de fuentes de energía renovable para cubrir la demanda adicional que trae consigo la masificación de la electrificación de las operaciones de transporte. Además de los casos de uso de electromovilidad presentados en este estudio, es importante tener en mente las perspectivas de desarrollo de la electromovilidad en el largo plazo, donde es plausible que las potencias de la infraestructura de carga se ajusten a las necesidades de los clientes en sus respectivos puntos de conexión. Para garantizar la movilidad eléctrica a largas distancias, por ejemplo, en los próximos años se promoverá la construcción de estaciones de carga con potencias muy elevadas (≥ 350 kW DC, por punto de carga), que suelen estar conectadas a la red de media tensión a través de una subestación eléctrica.

Independientemente de cuándo y en qué grado se desarrolle la penetración de los vehículos eléctricos en el país, es necesario empezar el proceso de planificación de las redes, debido a los impactos que representa su integración, tanto en las operaciones como a nivel del planeamiento del desarrollo de la infraestructura eléctrica. Es posible afirmar que, a largo plazo, en un escenario de masificación de los vehículos eléctricos, la máxima demanda se verá afectada, demandando, por tanto:

- La ampliación de posibilidades de control y comunicación, para una mayor automatización de la red y sus procesos.
- Planes de ampliación y reforzamiento de las redes para integrar una alta penetración de electromovilidad.

Es importante resaltar la importancia de optimizar las medidas, en el sentido de que el control y la comunicación contribuyen a maximizar la integración de vehículos eléctricos y las energías renovables variables, con una red eficiente y una demanda máxima adecuada.

Las estaciones de carga controlables son un factor de éxito decisivo para la integración en la red de la movilidad eléctrica a corto plazo

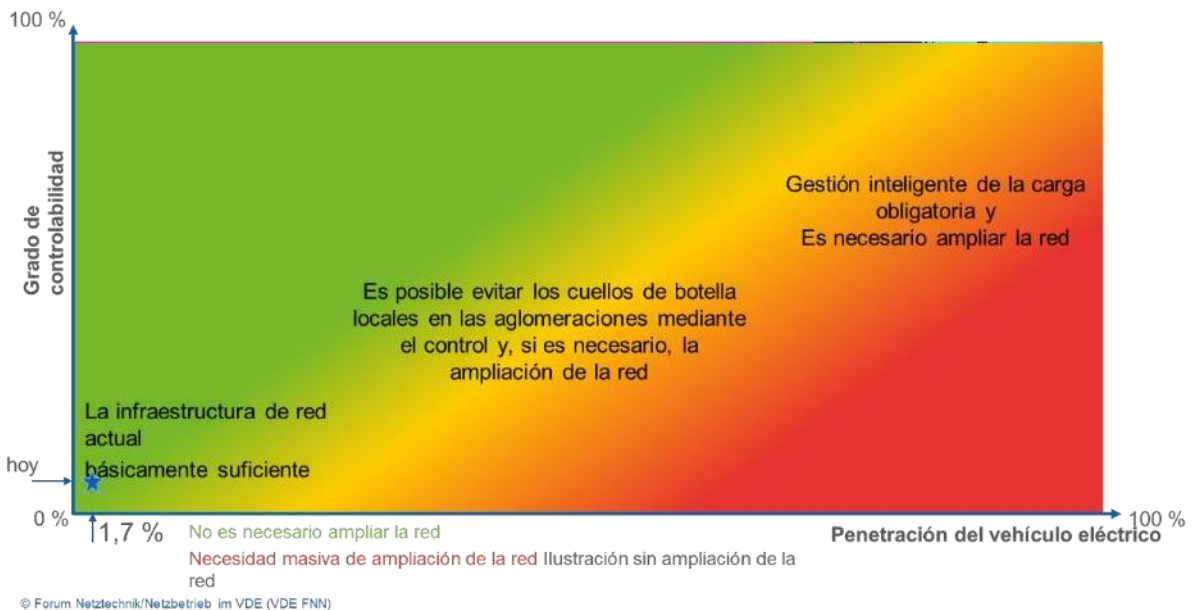


Ilustración 19-Despliegue de VE: vinculación entre integración, automatización y ampliación de la red.

Al respecto, la guía del VDE FNN sobre la integración de la movilidad eléctrica muestra esta vinculación entre integración, automatización y ampliación de la red, y pone de manifiesto que, sobre todo al iniciar un proceso hacia la movilidad eléctrica, las medidas específicas de automatización y control (carga controlada) pueden evitar una costosa ampliación de la red. En este sentido para promover la electromovilidad en el corto y mediano plazo es necesario:

- Implementar incentivos para poder controlar los cargadores hoy en día.
- Definir requisitos de operación e instalación e interfaces para asegurar la integración en la red y su operación.
- Promover el despliegue de sistemas de medición inteligente e infraestructura de comunicación.
- Adaptar los procesos de operación incluyendo los nuevos clientes (GD y VEs).

Finalmente, en cada hoja de ruta hacia la electromovilidad es recomendable que incluya un plan de desarrollo de las energías renovables, un plan de despliegue de la infraestructura de carga y plan de modernización de las redes eléctricas hacia las Smart Grid.

ANEXO 1

Casos de uso de electromovilidad y principales variables empleadas en el análisis de integración de vehículos eléctricos

CONTENIDO

1.- INTRODUCCIÓN	III
2.- CASO DE USO - ELOR: MOTOTAXIS Y MOTOCICLETAS ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN	IV
3.- CASO DE USO - HIDRANDINA: AUTOMÓVILES EN ZONAS RESIDENCIALES.....	VI
4.- CASO DE USO - SEAL: ESTACIÓN DE BUSES DE TRANSPORTE PÚBLICO Y PLANTA FOTOVOLTAICA	VIII

FIGURAS

Figura N° 1- Parámetros operativos de los VE y puntos de conexión en los casos de uso de electromovilidad

Figura N° 2- Red seleccionada -ELOR

Figura N° 3-Red seleccionada -HIDRANDINA

Figura N° 4- Diseño preliminar Planta FV Cono Norte

Figura N° 5- Perfil de Carga considerada transporte público

TABLAS

Tabla N° 1- Parámetros operativos de los VE para caso de uso de ELOR

Tabla N° 2- Parámetros operativos de los VE para caso de uso de HIDRANDINA

Tabla N° 3- Parámetros operativos de los VE para caso de uso de SEAL






1.- INTRODUCCIÓN

El estudio para analizar el impacto de la integración progresiva de los vehículos eléctricos en las redes de distribución partió de la definición de los casos de uso electromovilidad de mayor interés para las empresas ELOR, HIDRANDINA y SEAL. Dichas EDEs seleccionaron los tipos de vehículos que tenían mayor potencial de diseminación en sus redes, dado el contexto y particularidades de la región en la que operan. En ese sentido, los casos de uso seleccionados para cada una de las tres EDEs correspondieron a:

- Motocicletas y mototaxis eléctricos (L1e y L5e) integrados en redes de BT de ELOR;
- Automóviles livianos y camionetas pickup/SUV eléctricos (L6e y M1) integrados en redes BT/MT de HIDRANDINA; y
- Buses eléctricos integrados en las redes de MT de SEAL.

En la Figura N° 1 puede apreciarse un panorama general de las categorías de vehículos eléctricos seleccionadas, datos operativos y nivel de conexión (MT o BT) y tipo de conexión (monofásica o trifásica) en los casos de uso.

Figura N° 1. Parámetros operativos de los VE y puntos de conexión en los casos de uso de electromovilidad

Caso de uso						
Definición	Cliente actual	L1e	L5e	L6e	>M1	Transporte Público
Nombre	Promedio	Motocicleta	Mototaxi > 45 km/h	Automóvil liviano	Pickup / SUV	Bus 85 Pasajeros
kWh/a	3 600	~1 000	~1 800	~1 000	3 650	~90 000
km/d	-	50	100	25	75	250
km/a	-	~20 000	~40 000	~10 000	~25 000	90 000
Tiempo carga (h)	-	6,0	3,0	8,0	4,0	4,00
Potencia carga (kW)	-	0,3	1,9	2,5	11,0	75,0
Capacidad batería (kWh)	-	1,7 (50km)	5,1 (100km)	20,0 (200km)	40,0 (300km)	300,0 (200km)
Conexión	-	230 V monofásico	230 V monofásico	230 V monofásico	380 V trifásico	10/0,4 kV Transformador

En las siguientes secciones se presentará cada caso de uso y los parámetros y supuestos empleados en el análisis para cuantificar su nivel de integración en las redes de distribución seleccionadas por cada EDE para su evaluación.

La inclusión de los temporizadores es una medida económica para gestionar la demanda. La misma función podría ser aplicada con medidores inteligentes y/o tarifas flexibles que incentivan al cliente cargar a otra hora dependiendo de criterios definidos (por ejemplo: cuello de botella en la distribución, falta de equilibrio entre generación y demanda, falta de generación de renovables en el sistema u otros).

2.- CASO DE USO - ELOR: MOTOTAXIS Y MOTOCICLETAS ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN

A través de este caso de uso se busca realizar una primera aproximación para evaluar los impactos e impulsores de la integración de motocicletas y mototaxis eléctricos en las redes de distribución de ELOR en la ciudad de Iquitos. Para ello, a partir de la selección de una red típica de ELOR (incluye una subestación MT/BT y su red secundaria) se analizó el valor del límite de la red, a partir de la integración gradual de motocicletas y mototaxis eléctricos.

Posteriormente, se analizó y cuantificó la integración de los vehículos eléctricos, considerando escenarios de recarga no controlada y de gestión temporal de la recarga, con la finalidad también de identificar medidas de refuerzo y/o cambios en la red para no comprometer la calidad de suministro.

Asimismo, en este caso de uso también se considera la inclusión de sistemas fotovoltaicos con baterías en los predios de los usuarios, de manera de que puedan contar con una batería adicional que les permita seguir operando. Esta opción es particularmente relevante evaluar, dado el contexto donde ELOR desarrolla sus operaciones: Amazonía del Perú y suministro de energía a través de un grupo térmico a Diésel.

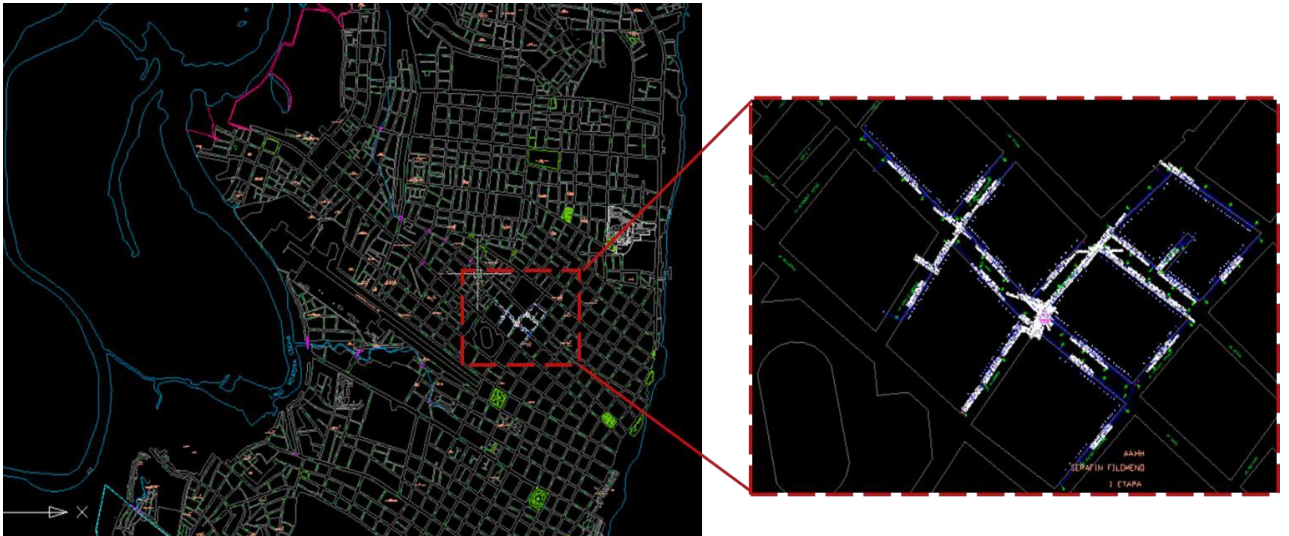
Para la evaluación económica se consideró los costos actuales de compra de energía y potencia de ELOR, las tarifas reguladas aplicables a los clientes finales, los costos de inversión e instalación de los componentes empleados para reforzamiento de la red y los costos de inversión en sistemas solares, considerando en este último caso valores promedio del mercado internacional.

a) Datos para la construcción del modelo paramétrico de la red seleccionada en BT

Se seleccionó una red típica de ELOR en el centro de Iquitos. Esta red consiste en una subestación (MT/BT) e incluye su red secundaria con los suministros atendidos y sus características y parámetros más importantes, tales como:

- Diámetro y longitud de cables.
- Tipos de transformadores.
- Cantidad de conexiones por transformador /alimentador.
- Potencia de conexión del usuario.
- Cantidad de usuarios por cable (trifásico /monofásico).
- Máxima variación de tensión permitida.
- Consumo anual promedio de los usuarios típicos.
- Electrodomésticos de los usuarios / Consumo promedio de usuario residencial

Figura N° 2. Red seleccionada – ELOR



b) Clientes y simulación

- Se seleccionaron dos tipos de vehículos eléctricos (L1e y L5e) con las siguientes características:

Tabla N° 1. Parámetros operativos de los VE para caso de uso de ELOR

Clasificación	L1e	L5e
Nombre	Bicicleta/Motocicleta	Mototaxi > 45 km/h
kWh/a	~1 000	~1 800
km/d	50	100
km/a	~20 000	~40 000
Tiempo carga (h)	6,0	3,0
Potencia carga (kW)	0,3	1,9
Capacidad batería (kWh)	1,7 (50km)	5,1 (100km)
Conexión	230 V monofásico	230 V monofásico

- Se estimó del perfil para la subestación en base a los datos reales de operación de la red de ELOR (resolución de 15 min).
- Además, se consideró una curva de radiación para estimar los efectos de introducir un sistema fotovoltaico para carga de la batería en el predio del usuario.

c) Para la evaluación económica de las medidas y alternativas (costos evitados: por ejemplo, refuerzos en la red y cambio de equipos) se consideró los siguientes costos:

- Esquema contractual provisión de energía/ precio de referencia Proceso Tarifario 2022-2023 - Sistema Iquitos (tarifa con grupos térmicos en Iquitos - sin subsidios).
- Pliego tarifario de los clientes, según información de OSINERGMIN.
- Costos de componentes de red (costo de suministro e instalación), según información de OSINERGMIN.
- Costo promedio de paneles FV y baterías, según precios internacionales.
- Costo promedio ponderado de capital (WACC): 8%

En base de esta data se ejecutó una integración (gradual) en el modelo paramétrico construido, empleando tan solo un tipo de vehículos: caso motocicleta (L1e¹) y para el caso mototaxi (Tipo L5e²) hasta alcanzar los límites de la red aplicando diferentes escenarios para analizar los costos de las medidas y poder cuantificar la integración de los tipos de vehículos.

En general, se evaluaron las siguientes medidas:

1. Análisis del estado actual y la cuantificación de los vehículos que se integran en la red existente sin afectar la calidad de suministro.
2. Refuerzo de la red con la instalación de transformadores de mayor capacidad y/o cables de mayor sección.
3. La instalación de temporizadores para trasladar la carga adicional de los VE a franjas horarias con mayor disponibilidad de potencia.
4. La instalación de sistemas FV y contar con una batería para el recambio en el predio de los de motocicletas/mototaxis eléctricos.

3.- CASO DE USO - HIDRANDINA: AUTOMÓVILES EN ZONAS RESIDENCIALES

Este caso de uso representa una primera aproximación para evaluar los impactos e impulsores de la integración de automóviles livianos y SUV eléctricos en las redes de distribución de HIDRANDINA en la ciudad de Trujillo. Para ello, a partir de la selección de una red típica de HIDRANDINA (incluye una subestación MT/BT y su red secundaria), se analizó el valor del límite de red a partir de la integración gradual de automóviles livianos y SUV eléctricos, a fin de mostrar los efectos de los diferentes tipos de vehículos eléctricos en la red.

Posteriormente, se analizó y cuantificó la integración de los vehículos eléctricos, considerando escenarios de recarga no controlada y de gestión temporal de la recarga, con la finalidad también de identificar medidas de refuerzo y/o cambios en la red para no comprometer la calidad de suministro.

¹ Vehículos de dos ruedas con una velocidad máxima de diseño de hasta 45 km/h y caracterizados por un motor eléctrico de corriente continua de potencia nominal máxima de 4 kW.

² Vehículos de tres ruedas con una velocidad máxima de diseño de hasta 45 km/h.

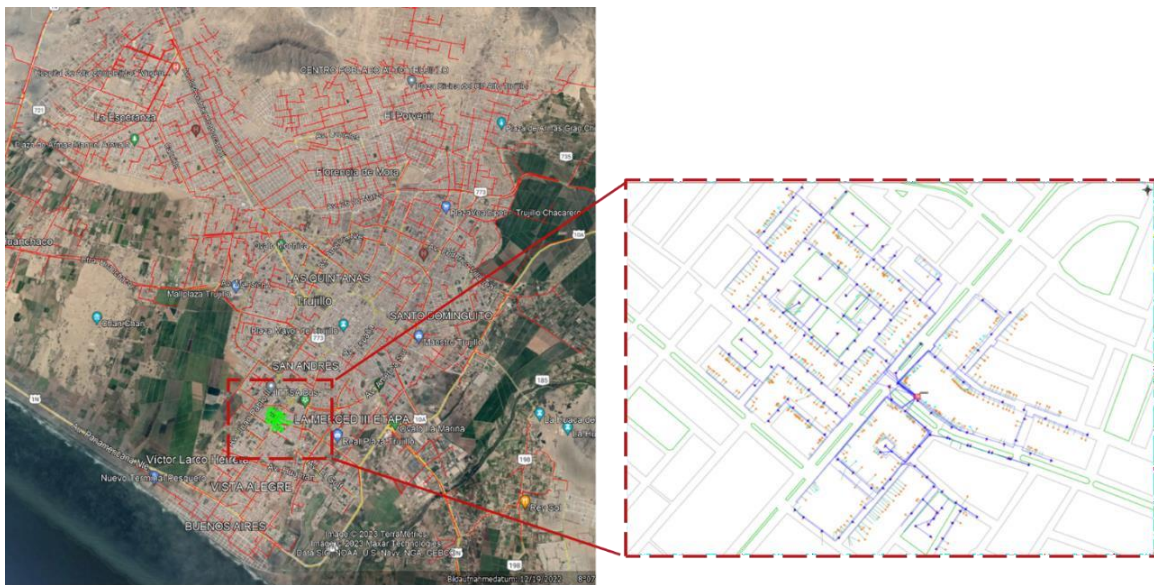
Para la evaluación económica se consideró los costos actuales de compra de energía y potencia de HIDRANDINA, las tarifas reguladas aplicables a los clientes finales y los costos de inversión e instalación de los componentes empleados para reforzamiento de la red.

a) Datos para la construcción del modelo paramétrico de la red seleccionada en BT

Se seleccionó una red típica de HIDRANDINA en el centro de Trujillo. Esta red consiste en una subestación (MT/BT) e incluye su red secundaria con los suministros atendidos y sus características y parámetros más importantes, tales como:

- Diámetro y longitud de cables.
- Tipos de transformadores.
- Cantidad de conexiones por transformador /alimentador.
- Potencia de conexión del usuario.
- Cantidad de usuarios por cable (trifásico /monofásico).
- Máxima variación de tensión permitida.
- Consumo anual promedio de los usuarios típicos
- Electrodomésticos de los usuarios / Consumo promedio de usuario residencial

Figura Nº 3. Red seleccionada – HIDRANDINA



b) Clientes y simulación

- Se seleccionaron dos tipos de vehículos eléctricos (L6e y M1) con las siguientes características:

Tabla Nº 2. Parámetros operativos de los VE para caso de uso de HIDRANDINA

Clasificación	L6e	>M1
Nombre	Automóvil liviano	Pickup/ SUV
kWh/a	~1 000	3 650
km/d	25	75

km/a	~10 000	~25 000
Tiempo carga (h)	8,0	4,0
Potencia carga (kW)	2,5	11,0
Capacidad batería (kWh)	20,0 (200 km)	40,0 (300 km)
Conexión	230 V monofásico	380 V trifásico.

- Se estimó del perfil para la subestación en base a los datos reales de operación de la red de HIDRANDINA.
- c) Para la evaluación económica de las medidas y alternativas (costos evitados: por ejemplo, refuerzos en la red y cambio de equipos) se consideraron los siguientes costos:
- Esquema contractual provisión de energía/ precio de referencia Proceso Tarifario 2022-2023 - Sistema HIDRANDINA.
 - Pliego tarifario de los clientes, según información de OSINERGMIN.
 - Costos de componentes de red (costo de suministro e instalación), según información de OSINERGMIN.
 - Costo promedio ponderado de capital (WACC): 8%.

Sobre la base de esta data, se ejecutó una integración (gradual) en el modelo paramétrico construido, empleando tan solo un tipo de vehículo: caso vehículo liviano (L6e) y caso SUV (M1) hasta alcanzar los límites de la red, aplicando diferentes escenarios para analizar los costos de las medidas y poder cuantificar la integración de los tipos de vehículos. El caso M1 es particularmente importante porque representa mayores efectos a la red por las propias características eléctricas del vehículo.

En general se evaluaron las siguientes medidas:

1. Análisis del estado actual y la cuantificación de los vehículos que se integran en la red existente sin afectar la calidad de suministro.
2. Refuerzo de la red con la instalación de nuevos transformadores de mayor capacidad y/o cables de mayor sección. Esto incluye la instalación del cargador eléctrico en el predio del usuario y el costo del cambio de la conexión de monofásica a trifásica en el domicilio (caso M1).
3. La instalación de temporizadores para trasladar la carga adicional de los VE a franjas horarias con mayor disponibilidad de potencia considerando las tarifas de hora punta y fuera de punta existentes.

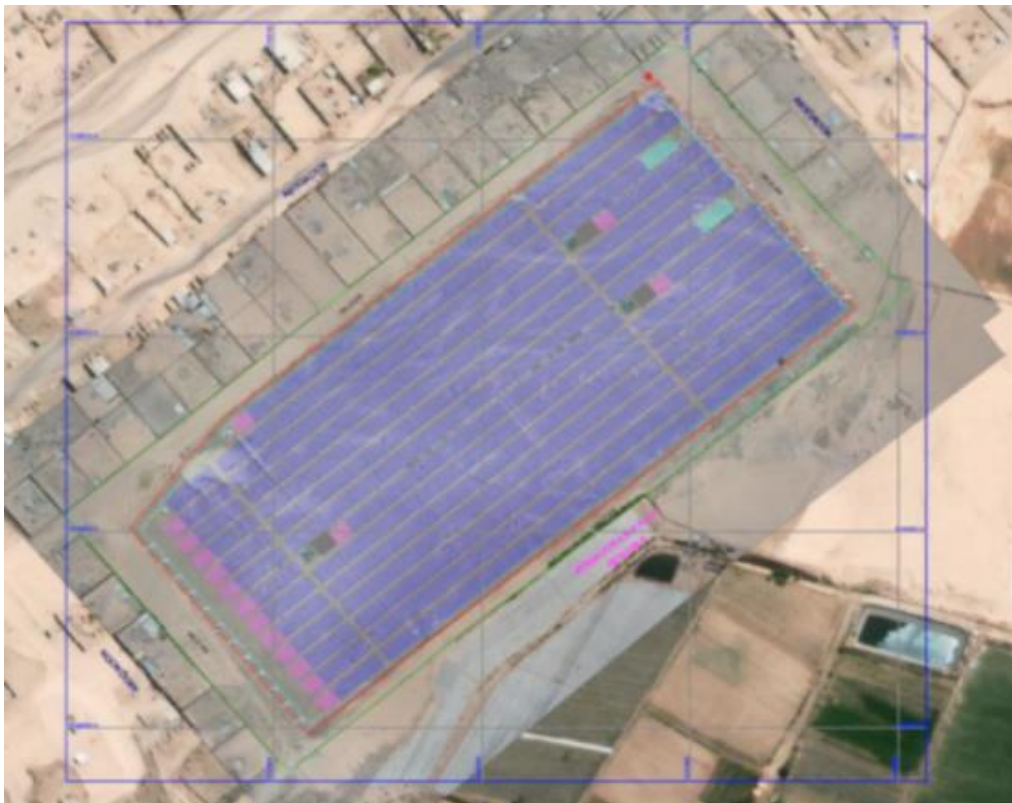
4.- CASO DE USO - SEAL: ESTACIÓN DE BUSES DE TRANSPORTE PÚBLICO Y PLANTA FOTOVOLTAICA

Este caso de uso representa una primera aproximación para evaluar los impactos e impulsores de la integración de una flota de buses eléctricos para transporte público en las redes de media tensión (MT) de SEAL en la ciudad de Arequipa, en combinación con una planta fotovoltaica. Para ello, a partir del análisis de la línea de MT a la que se encuentra conectada la electrolinera

proyectada en Cerro Colorado (incluye la Subestación “Cono Norte” y la información en DigSILENT de componentes de red), se analizaron los efectos en la red a partir de la integración de estaciones de buses eléctricos y las opciones para cargar los buses con la planta fotovoltaica conectadas a la misma subestación.

- a) Se seleccionó la red de media tensión de SEAL y se consideró para el análisis su información en DigSILENT. La planta fotovoltaica y la estación de buses se conectarán a la subestación “Cono Norte”.
- b) Cantidad de buses y simulación
 - Se utilizó la estimación del perfil para la subestación empleando los datos reales de la red de SEAL.
 - Se considera la implementación de una planta fotovoltaica de 6.4 MWp, conectada a la subestación, según el dimensionamiento realizado por el Proyecto Distribución Eléctrica 4.0 de la GIZ. El perfil de generación se calculó según la radiación y el diseño técnico de la planta.

Figura N° 4. Diseño preliminar Planta FV Cono Norte.



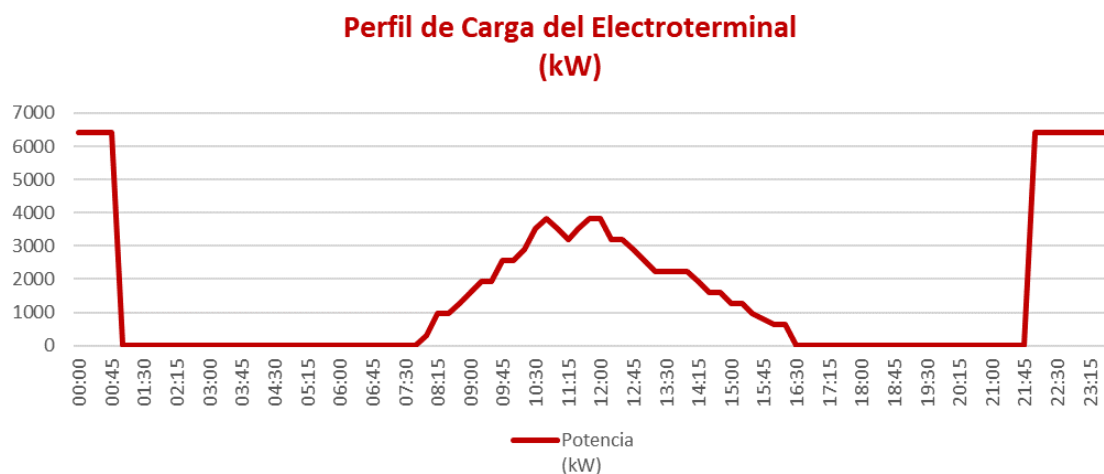
- La flota de buses planificada es de 114 buses que transitan del lado noroeste hasta el centro de Arequipa. El perfil de carga para estas unidades se realizó teniendo como referencia el caso chileno.

Tabla Nº 3. Parámetros operativos de los VE para caso de uso de SEAL

Definición	Transporte Público
Nombre	Bus 85 Pasajeros
kWh/a	~90 000
km/d	250
km/a	90 000
Tiempo carga (h)	4,00
Potencia carga (kW)	75,0
Capacidad batería (kWh)	300,0 (200km)
Conexión	10/0,4-kV-Transf.

- 150 kW potencia por cargador – 1 cargador para dos buses, con doble enchufe.
- Cada bus tiene una batería de 300 kWh.
- Se asume que es factible que el operador de buses pueda cargar una cantidad de unidades durante el día para aprovechar la energía producida de la planta solar.

Figura Nº 5. Perfil de Carga considerada transporte público.



- c) Para la evaluación económica se consideró los siguientes costos:
- Pliego tarifario de los clientes de SEAL (tarifa MT2).
 - Costos de componentes de red (costo de suministro e instalación), según información de OSINERGMIN³.

³ Según la información del Sistema de Información de los Costos Estándar de Inversión de los Sistemas de Distribución (SICODI) para SEAL.

- Costos de compra e instalación de sistemas FV y baterías con una remuneración:
 - US\$ 850/kWp instalado para el CAPEX de la central solar.
 - US\$ 150/kWh instalado para el CAPEX del sistema de almacenamiento en baterías.
 - CAPEX-remuneración mediante anualidad con base en la tasa (8%) y el periodo establecido (15 años).
 - OPEX – remuneración mediante tasa (8%) sobre los costos.

Sobre la base de esta data se ejecutó una simulación para evaluar el modelo de mayor venta de energía y optimización de su esquema de costos de compra de energía con la planta FV, basado en la simulación de la red existente e incluyendo los resultados de:

- Cuantificación del aumento de las ventas de energía debido a la carga de la flota de buses.
- Optimización de los horarios de carga para aprovechar la generación FV propia y gestionar económicamente la compra de energía.
- Análisis Costo-Beneficio del sistema fotovoltaico y las baterías en la carga de los buses eléctricos.



 / @MinemPeru

www.gob.pe/minem

Av. Las Artes Sur N° 260, San Borja, Lima
Central telefónica: (+511) 411-1100